

---

# Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017

---

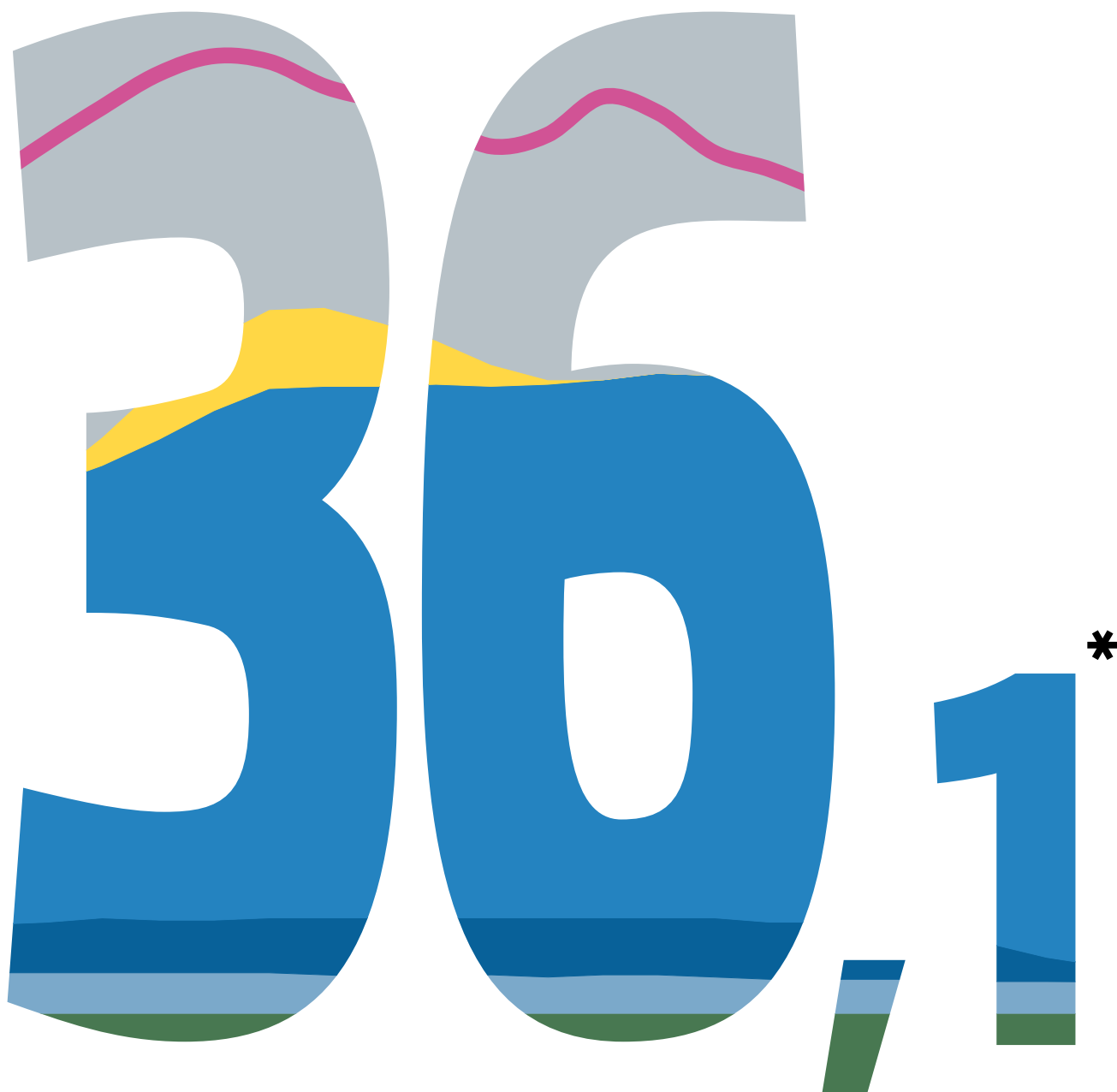
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen  
sowie Ausblick auf 2018

---

**ANALYSE**

---

**Agora**  
Energiewende



\*Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2017

---

# Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017

---

## IMPRESSUM

---

### ANALYSE

Die Energiewende im Stromsektor:  
Stand der Dinge 2017

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen  
sowie Ausblick auf 2018

### DURCHFÜHRUNG DER ANALYSE

Agora Energiewende  
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin  
T +49 (0)30 700 14 35-000  
F +49 (0)30 700 14 35-129  
[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)  
[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

Dr. Patrick Graichen  
Frank Peter  
Dr. Alice Sakhel  
Christoph Podewils  
Philipp Litz  
Thorsten Lenck

Kontakt:  
[alice.sakhel@agora-energiewende.de](mailto:alice.sakhel@agora-energiewende.de)

Titel: Eigene Illustration

### Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2018): *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018.*

125/01-A-2018/DE

Veröffentlichung: Januar 2018

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

Deutschland kommt im Jahr 2017 beim Ausbau der Erneuerbaren Energien deutlich voran, stagniert jedoch beim Klimaschutz. Das ist das Fazit unseres Jahresrückblicks auf die Energiewende 2017.

Die Erfolge sind eindeutig: Erneuerbaren-Ausbau, Atomausstieg und auch das langsame Zurückfahren der Steinkohleverstromung kommen voran. Mit einem Anteil von 36,1 Prozent am Bruttostromverbrauch erreichen die Erneuerbaren Energien einen neuen Rekordwert. Erstmals rangierte die Windenergie in der Stromproduktion vor der Kernenergie und der Steinkohle. Da außerdem einige Steinkohlekraftwerke stillgelegt und Erdgaskraftwerke wieder wettbewerbsfähiger wurden, sanken die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung das vierte Jahr in Folge.

Allerdings stehen dem auch Misserfolge gegenüber: Der Primärenergieverbrauch und der Stromverbrauch steigen wieder an. Steigende Verbräuche von Benzin, Diesel und Erdgas sowie eine konstant hohe Braunkohleverstromung führen dazu, dass die Treibhausgasemissionen Deutschlands 2017 auf hohem Niveau stagnieren und zum dritten Jahr in Folge nicht sinken. Die Energieeffizienz- und Klimaschutzziele Deutschlands für 2020 rücken damit in weite Ferne, wenn nicht durch ein Sofortprogramm Klimaschutz 2020 massiv gegengesteuert wird.

All dies sowie weitere Auswertungen und Analysen finden Sie in dieser Publikation.

Ich wünsche Ihnen eine spannende Lektüre!  
Ihr Dr. Patrick Graichen  
Direktor Agora Energiewende

## Ergebnisse auf einen Blick:

1

**Die Erneuerbaren im Stromsektor decken inzwischen 36 Prozent des Verbrauchs und sind weiter auf Rekordkurs.** Vor allem die Windenergie hat aufgrund des weiteren Zubaus und eines guten Windjahrs zu einem Rekordzuwachs der Erneuerbaren geführt. Wind lag 2017 im Strommix erstmals vor der Steinkohle und der Atomkraft, die beide auf das niedrigste Niveau seit 1990 fallen. Weil die Erneuerbaren-Anteile bei Wärme und Verkehr aber stagnieren, ist das 2020-Erneuerbaren-Ziel für den Gesamt-Energieverbrauch nur zu erreichen, wenn der Erneuerbare-Energien-Zubau im Stromsektor auch in den kommenden Jahren so hoch bleibt.

2

**Der Energieverbrauch steigt 2017 erneut.** Sowohl Primärenergie- als auch Stromverbrauch steigen jeweils um etwa 0,8 Prozent. Die Energieeffizienz-Fortschritte sind damit zu gering, um die gegenläufigen Trends aus Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum auszugleichen oder sogar zu überkompensieren. Es wird damit nahezu unmöglich, die von der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 beschlossenen Energieeffizienzziele für 2020 (minus 20 Prozent Primärenergie- und minus 10 Prozent Stromverbrauch gegenüber 2008) zu erreichen.

3

**Die Treibhausgasemissionen stagnieren 2017 das dritte Jahr in Folge.** Während im Stromsektor die Emissionen infolge des Rückgangs der Steinkohle auch 2017 leicht sinken, erhöhen sie sich insbesondere im Verkehrs-, Gebäude- und Industriesektor aufgrund des höheren Mineralöl- und Erdgasverbrauchs. Schreibt man den im Jahr 2000 begonnenen Trend fort, wird Deutschland im Jahr 2020 seine Emissionen nur um 30 Prozent statt wie geplant um 40 Prozent gegenüber 1990 senken.

4

**Die Strompreise steigen leicht, während die Erneuerbaren billiger werden.** Die Börsenstrompreise stiegen 2017 aufgrund höherer Brennstoffpreise leicht, wodurch die Haushaltsstrompreise 2018 erstmals 30 Cent pro Kilowattstunde überschreiten dürften. Im Gegensatz dazu haben die Erneuerbare-Energien-Auktionen 2017 gezeigt, wie billig Wind und Solar inzwischen sind: Die garantierte Vergütung für eine Kilowattstunde Solarstrom sank auf unter 5 Cent, die für Onshore-Windkraft auf unter 4 Cent und die für Offshore-Windkraft auf unter 2 Cent.

---

# Inhalt

---

Das Stromjahr 2017 in zehn Punkten	5
Ten points on the power market in 2017	7
Der Stromsektor 2017 auf einen Blick	9
1 Stromerzeugung	11
2 Energie- und Stromverbrauch	21
3 Treibhausgasemissionen	25
4 Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa	29
5 Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland	33
6 Negative Strompreise und Flexibilität	39
7 Kosten	43
8 Stimmung der Bevölkerung zur Energiewende	47
9 Kennzeichnende Ereignisse zur Charakterisierung des deutschen Stromsystems in 2017	51
10 Ausblick 2018	57
11 Referenzen	59

---

---

# Das Stromjahr 2017 in zehn Punkten

---

1. **Erneuerbare Energien:** Nach einem Rekord-Zuwachs von 28,7 Terawattstunden decken die Erneuerbaren Energien 36,1 Prozent des Stromverbrauchs. Ein gutes Windjahr und ein starker Zubau bei den Windanlagen an Land und auf See sind die Hauptursachen. Weil der Zubau der Erneuerbaren Energien im Wärme- und Verkehrssektor stagniert, wächst der Erneuerbaren-Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch nur leicht auf 13,1 Prozent.
  2. **Konventionelle Energien:** Die Steinkohlenutzung fällt aufgrund von Kraftwerksstilllegungen und gestiegener Kohleimportpreise auf ihr niedrigstes Niveau seit 1990. Sie deckt nur noch 11 Prozent des Primärenergieverbrauchs. Auch der Anteil der Kernenergie sinkt aufgrund von Kraftwerksstillständen erneut. Demgegenüber steigt der Mineralöl- und Erdgasverbrauch. Die Braunkohlenutzung bleibt weitgehend unverändert.
  3. **Energie- und Stromverbrauch:** Aufgrund von Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum sowie niedrigeren Temperaturen steigen der Primärenergie- sowie der Stromverbrauch um jeweils 0,8 Prozent. Die 2020-Energieeffizienzziele (minus 20 Prozent Primärenergie- und minus 10 Prozent Stromverbrauch gegenüber 2008) sind damit kaum mehr zu erreichen.
  4. **Klimaschutz:** Die gesamten Treibhausgasemissionen bleiben trotz hoher Erneuerbaren-Einspeisung konstant bei -27,6 Prozent Minderung gegenüber 1990. Die leicht sinkenden Emissionen im Stromsektor werden durch die Steigerung der Emissionen bei Verkehr, Industrie und Gebäude kompensiert. Die Lücke zum 2020-Klimaschutzziel von minus 40 Prozent gegenüber 1990 beträgt damit 155 Millionen Tonnen CO<sub>2e</sub>. Bei Fortschreiben des Trends seit 2000 wird Deutschland 2020 seine Emissionen um -30 Prozent statt -40 Prozent gegenüber 1990 reduzieren.
  5. **Stromhandel:** Mit einem Anstieg von 56,1 Terawattstunden im Jahr 2016 auf 60,2 Terawattstunden verzeichnet Deutschland in 2017 erneut einen Rekord bei den Exportüberschüssen. Die größten Stromabnehmer bleiben Österreich, Frankreich, die Niederlande und die Schweiz.
  6. **Strompreise:** Gestiegene Preise für Gas, Kohle und Öl führen zu leicht steigenden Börsenstrompreisen. Terminlieferungen für 2018 kosteten im Schnitt 32,4 Euro pro Megawattstunde und die Preise für kurzfristige Lieferungen am nächsten Tag beliefen sich durchschnittlich auf 34,2 Euro. Die Haushaltsstrompreise überschreiten daher die 30 Cent-Marke voraussichtlich erstmals in 2018.
  7. **Flexibilität:** Die Preissauschläge am Strom-Spotmarkt werden aufgrund der gestiegenen Wind- und Solaranteile größer. Das Jahr 2017 verzeichnet mit 146 Stunden die bisher höchste Anzahl von Negativpreis-Stunden, gleichzeitig auch viele Stunden mit Preisen über 100 Euro je Megawattstunde. Auch am Intradaymarkt gab es eine hohe Volatilität. Dies eröffnet den Markt für neue, auf Flexibilität basierende Geschäftsmodelle wie Lastmanagement oder Strom- und Wärmespeicher.
  8. **Kosten:** Wind- und Solarstrom wurden 2017 erneut deutlich günstiger. Mit Zuschlagshöhen von 3,82 beziehungsweise 1,94 Cent pro Kilowattstunde für On- und Offshore-Windanlagen und 4,91 Cent pro Kilowattstunde für Photovoltaik sind die Auktionszuschläge weiter deutlich gesunken. Die EEG-Gesamtkosten werden jedoch aufgrund der vielen Altanlagen im System erst nach 2023 sinken.
-

- 9. Stimmung der Bevölkerung:** Die Bevölkerung steht der Energiewende grundsätzlich positiv gegenüber und unterstützt mehrheitlich den Ausstieg aus Kohle und Kernenergie. Allerdings wird die Verteilung der Energiewende-Kosten als ungerecht empfunden.
- 10. Ausblick 2018:** Für das Jahr 2018 ist ein weiterer Zubau bei Windkraft von mindestens 4 Gigawatt und Solarenergie von über 2 Gigawatt zu erwarten. Gleichzeitig dürften die Atomstrom- und Braunkohlestrommengen sinken, da am 31. Dezember 2017 das Kernkraftwerk Gundremmingen B abgeschaltet wurde und 1,1 Gigawatt Braunkohleleistung im Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt werden. Bei Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerken stehen einer geplanten Stilllegung von etwa 1,8 Gigawatt geplante Inbetriebnahmen in ähnlicher Höhe gegenüber, sodass hier die Erzeugungskapazitäten etwa gleich bleiben dürften.

---

## Ten points on the power market in 2017

---

1. **Renewable energy:** Thanks mostly to windy conditions and a significant number of new offshore and onshore turbines, renewables generation in Germany grew by record-breaking 28.7 terawatt hours in 2017, covering 36.1 per cent of the country's electricity demand. By contrast, the stagnating growth of renewables in the transport and heating sectors kept its overall share in primary energy consumption to 13.1 per cent, up only slightly from the previous year.
2. **Conventional energy:** Amid power plants closures and upticks in import prices the share of hard coal in primary energy consumption fell to 11 per cent, its lowest level since 1990. Nuclear energy, in line with Germany's planned phase-out, dropped as well. That said, demand for petroleum and natural gas rose, while lignite consumption remained mainly unchanged.
3. **Primary energy and electricity consumption:** Economic growth, a rising population, and cooler temperatures produced 0.8-per cent rises in primary energy consumption and electricity demand. With these results, Germany's 2020 energy efficiency targets – a 20 per cent reduction in primary energy and a 10 per cent reduction in electricity use – seem to have drifted out of reach.
4. **Climate change mitigation:** Despite the increased levels of renewables, greenhouse gas emissions remained constant at 27.6 per cent below 1990 levels – the slight drop in emissions from the power sector neutralized by a corresponding rise in the transport, industry and housing sectors. Germany's current CO<sub>2</sub>e emission levels are still 155 million metric tons over its 2020 goal (i.e. a 40 per cent reduction against a 1990 baseline). If Germany stays at its current pace (started in 2000), emission reductions will reach only 30 per cent by 2020.
5. **Electricity trading:** Germany had another record year for power exports as its export surplus rose from 56.1 terawatt hours in 2016 to 60.2 terawatt hours. Austria, France, the Netherlands, and Switzerland remain the largest importers of German electricity.
6. **Electricity prices:** Increases in the cost of gas, coal and oil edged up prices on the power exchange. Futures for the year 2018 averaged 32.4 euros per megawatt hour, while next-day spot market prices hovered around 34.2 euros. As a result, German residential electricity in 2018 is projected to exceed 30 cents per kilowatt hour for the first time.
7. **Flexibility:** Price fluctuations on the spot market have become more pronounced amid rising shares of wind and solar power. 2017 saw negative prices during 146 hours – the most ever recorded in Germany – and many hours with prices over 100 euros per megawatt hour. Volatility on the intraday market was up as well. These trends have opened the market for new flexibility-based models such as load management and storage systems for electricity or heat.
8. **Costs:** Wind and solar generation costs dropped considerably in 2017. The average auction prices for onshore wind, offshore wind, and solar continued to fall, amounting 3.82 cents, 1.94 cents, and 4.91 cents per kilowatt hour, respectively. However, total EEG costs will not begin to decline until 2023 due to the many legacy power plants still in operation.
9. **Public opinion:** Generally, Germans view the clean-energy transition positively and support the phase-out of coal and nuclear power. But many also find the distribution of clean-energy costs to be unfair.

**10. Outlook for 2018:** In 2018, electricity companies plan to add no less than 4 gigawatts of wind capacity and 2 gigawatts of solar capacity. At the same time, nuclear power and lignite-fired electricity are likely to fall. The Gundremmingen B nuclear power plant was shut down on 31 December 2017 and 1.1 gigawatts of lignite capacity are currently slated for transfer to emergency reserve in October 2018. Planned closures of hard-coal- and gas-fired plants totaling 1.8 gigawatts will be offset by a similar amount of added capacity in these sectors.



## Der Stromsektor 2017 auf einen Blick

		1990	2016	2017*	Veränderung 2016/2017*	Anteil 2017
<b>Primärenergieverbrauch</b>	<b>PJ</b>	<b>14.905</b>	<b>13.420</b>	<b>13.525</b>	<b>+0,8%</b>	
Erneuerbare Energien	PJ	196	1.671	1.773	+6,1%	13,1%
Braunkohle	PJ	3.201	1.519	1.510	-0,6%	11,2%
Steinkohle	PJ	2.306	1.662	1.489	-10,4%	11,0%
Mineralöl	PJ	5.217	4.550	4.675	+2,7%	34,6%
Erdgas	PJ	2.293	3.042	3.200	+5,2%	23,7%
Kernenergie	PJ	1.668	923	828	-10,3%	6,1%
Sonstige inkl. Stromsaldo	PJ	25	53	50	-5,7%	0,4%
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>TWh</b>	<b>549,9</b>	<b>649,1</b>	<b>654,2</b>	<b>+0,8%</b>	
Erneuerbare Energien	TWh	19,7	188,3	216,6	+15,0%	33,1%
Kernenergie	TWh	152,5	84,6	75,9	-10,3%	11,6%
Braunkohle	TWh	170,9	149,5	148,0	-1,0%	22,6%
Steinkohle	TWh	140,8	112,2	94,2	-16,0%	14,4%
Erdgas	TWh	35,9	81,3	86,0	+5,7%	13,1%
Mineralöl	TWh	10,8	5,8	5,7	-1,7%	0,9%
Sonstige	TWh	19,3	27,3	27,7	+1,6%	4,2%
Nettostromabflüsse ins Ausland	TWh	-1,0	53,7	54,0	+0,5%	8,2%
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>TWh</b>	<b>550,7</b>	<b>595,4</b>	<b>600,2</b>	<b>+0,8%</b>	
Anteil Erneuerbarer Energien	%	3,6	32,3	36,1	+11,7%	
<b>Treibhausgasemissionen</b>						
Gesamtemissionen	Mio. t CO <sub>2e</sub>	1.251	906	906	+0,0%	
Stromerzeugung	Mio. t CO <sub>2</sub>	366	306	292	-4,4%	
CO <sub>2</sub> -Intensität Strommix	g CO <sub>2</sub> /kWh	761	527	500	-5,2%	
<b>Stromhandel (Saldo)</b>						
Import	TWh	k.A.	31,7	36,7	+15,9%	
Export	TWh	k.A.	87,8	96,9	+10,4%	
Handelssaldo	TWh	k.A.	56,1	60,2	+7,3%	
<b>Preise und Kosten</b>						
Ø Spot Base Day-ahead	ct/kWh	k.A.	2,90	3,45	+19,1%	
Ø Spot Peak Day-ahead	ct/kWh	k.A.	3,20	3,81	+18,9%	
Ø 500 günstigsten Stunden	ct/kWh	k.A.	0,30	-0,29	-197,1%	
Ø 500 teuersten Stunden	ct/kWh	k.A.	5,77	7,74	+34,2%	
Ø Haushaltsstrompreise	ct/kWh	15,0	29,8	29,9	+0,2%	
EEG-Vergütungsansprüche	Mrd. €	k.A.	27,6	29,2	+5,7%	
EEG-Differenzkosten	Mrd. €	k.A.	22,5	24,5	+9,0%	
EEG-Umlage	ct/kWh	k.A.	6,35	6,88	+8,3%	

AG Energiebilanzen 2017a/2017b, Bundesnetzagentur 2017b, ENTSO-E 2017, EPEX-SPOT 2018, Öko-Institut 2017b, UBA 2017a/2017b,  
\*teilweise vorläufige Angaben



# 1 Stromerzeugung

## 1.1 Entwicklungen der Stromerzeugung – Das Gesamtbild

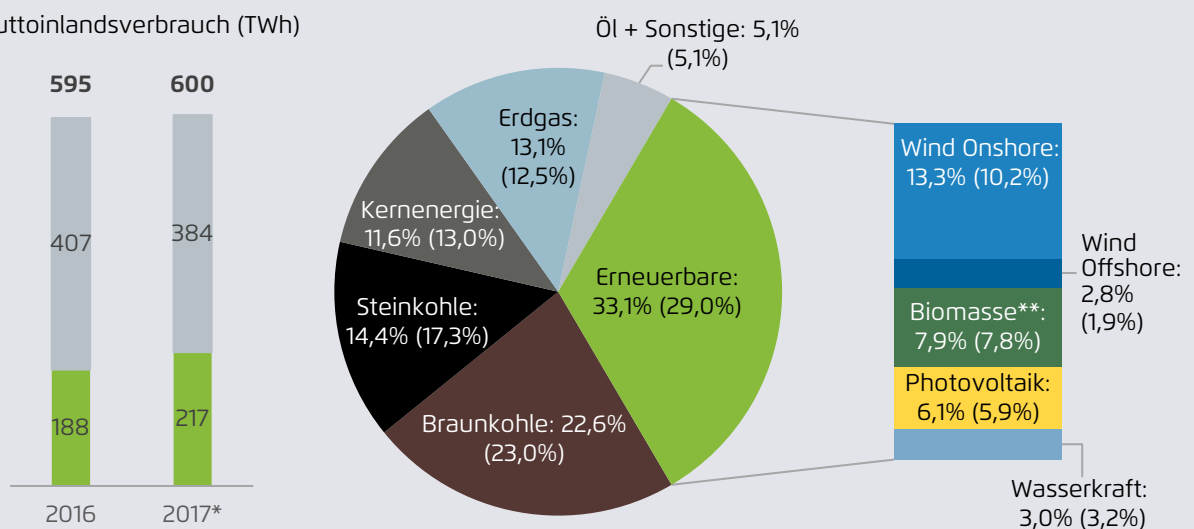
Im Jahr 2017 lieferten die Erneuerbaren Energien rund ein Drittel (33,1 Prozent) der in Deutschland produzierten Bruttostrommenge und haben sich damit dauerhaft auf Platz 1 der Stromquellen etabliert. Gegenüber 2016 verzeichneten sie einen Zuwachs von 15 Prozent (beziehungsweise 4,1 Prozentpunkte), ein deutlich größerer Zuwachs als im Vorjahr. Hauptgrund hierfür war, dass 2017 ein deutlich besseres Windjahr war als 2016, verstärkt durch einen starken Zubau neuer Windanlagen sowohl an Land als auch auf See (siehe 1.2). Auch bei der Photovoltaik wurde wieder etwas mehr zugebaut als im Vorjahr, mit der Folge einer leicht gestiegenen Solarstromproduktion.

Die Bedeutung der Braunkohle im Strommix stagnierte, sie hatte mit 22,6 Prozent nach den Erneuerbaren Energien den zweitgrößten Anteil an der Stromproduktion. Der Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohle ging 2017 deutlich zurück: Während 2016 die Stromproduktion aus Steinkohle noch 17,3 Prozent der Gesamterzeugung ausmachte, waren es 2017 nur noch 14,4 Prozent. Damit lag der Anteil der Steinkohle an der Stromerzeugung nur noch knapp über dem von Erdgas. Dieser stagnierte im Vergleich 2016 beinahe (zu verzeichnen war ein sehr leichter Zuwachs um 0,6 Prozentpunkte auf 13,1 Prozent in 2017). Dennoch setzte sich Erdgas im Stromerzeugungsmix vor die Kernenergie: Der Kernenergie-Anteil schrumpft von 13,0 auf 11,6 Prozent; Kernenergie rangierte somit nur noch auf Platz 5 im Strommix. Somit wurden sowohl Kernkraft als auch Steinkohle im Jahr 2017 erstmals von der Windenergie (16,1 Prozent) im Strommix überholt.

Erneuerbare Energien mit Abstand die Nummer 1:  
Strommix im Jahr 2017 (Werte für 2016 in Klammern)

Abbildung 1-1

Bruttoinlandsverbrauch (TWh)



AG Energiebilanzen 2017a, \*vorläufige Angaben, \*\*inkl. biogenem Hausmüll

Die absoluten Zahlen in Abbildung 1-2 zeigen, dass die Bruttostromerzeugung im Jahr 2017 den Rekord von 2016 gebrochen hat: Mit 654,2 Terawattstunden übertraf sie den Wert von 2016 um 5,1 Terawattstunden, beziehungsweise 0,8 Prozent. Der Anstieg ist somit deutlicher als im Vorjahr, als die Stromerzeugung von 2015 auf 2016 nur um 2,2 Terawattstunden (beziehungsweise 0,3 Prozent) wuchs.

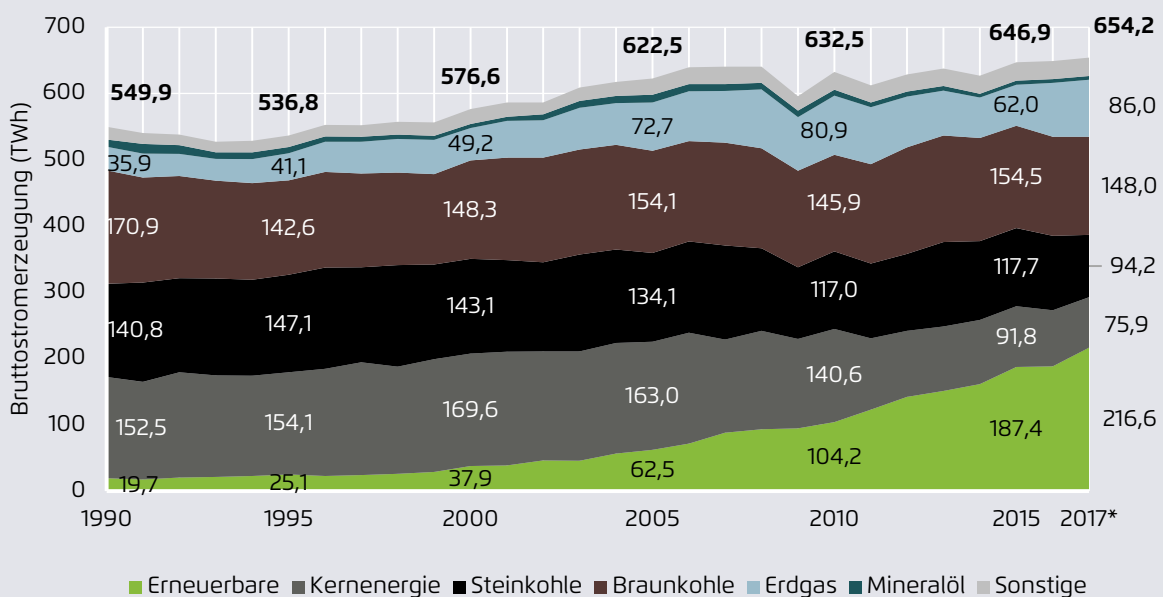
Die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien verzeichnet mit einem Plus von 28,3 Terawattstunden einen Rekordzuwachs in der Geschichte der deutschen Stromversorgung (siehe Abbildung 1-3). Er entspricht fast exakt dem Rückgang der Stromerzeugung aus den drei Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie zusammengenommen (minus 28,2 Terawattstunden). Dabei geht die Steinkohle-Verstromung um 18 Terawattstunden am deutlichsten zurück; sie erreichte damit das niedrigste Niveau seit 1990. Diese Entwicklung ist auf die Stilllegung einiger Kraftwerke (siehe 1.3) und auf die verbesserte

Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken (siehe Kapitel 5) zurückzuführen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie verringerte sich um 10 Prozent (minus 9 Terawattstunden) ebenfalls deutlich. Die Verstromung von Braunkohle ist hingegen nur geringfügig um 1,5 Terawattstunden gesunken und erreichte ein Niveau von 148 Terawattstunden. Die Stromerzeugung aus Erdgas ist im Vergleich zum Vorjahr erneut gestiegen, und zwar um 4,7 Terawattstunden.

Die Stromflüsse von Deutschland in die Nachbarländer haben 2017 netto um etwa 0,3 Terawattstunden, beziehungsweise 0,6 Prozent zugenommen. Somit erhöhte sich der Stromaustauschsaldo zum sechsten Mal in Folge, er bricht auch 2017 wieder den Rekord des Vorjahres. Der Anstieg fällt allerdings deutlich geringer aus als in den vergangenen Jahren. Gründe hierfür dürften sein, dass die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen im Jahr 2017 nicht weiter ausgebaut wurden und die stark gestiegenen Steinkohlepreise die Wettbewerbsfähigkeit alter Steinkohlekraftwerke in Deutschland

Historischer Höchststand für die Erneuerbaren und Tiefststand für die Steinkohle:  
Entwicklung der Bruttostromerzeugung 1990–2017

Abbildung 1-2



AG Energiebilanzen 2017a, \*vorläufige Angaben

gegenüber neuen Gaskraftwerke im Ausland reduziert haben. Im Ergebnis haben die deutschen Kohlekraftwerke ihre Exporte – anders als in den Vorjahren – nicht weiter steigern können (siehe Kapitel 4).

## 1.2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Nach dem unterdurchschnittlichen Wind- und Sonnen-Jahr 2016 war 2017 von günstigerer Witterung für die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien geprägt. Dementsprechend lieferten Erneuerbare deutlich mehr Strom als im Vorjahr: Insgesamt produzierten sie nach bisherigen Schätzungen 216,6 Terawattstunden Strom, was einer Steigerung um 28,3 Terawattstunden entspricht.

Infolge des besseren Winddargebots und dem gut vorangeschrittenen Zubau von On- und Offshore-Windkraftanlagen sticht vor allem die Windstrom-

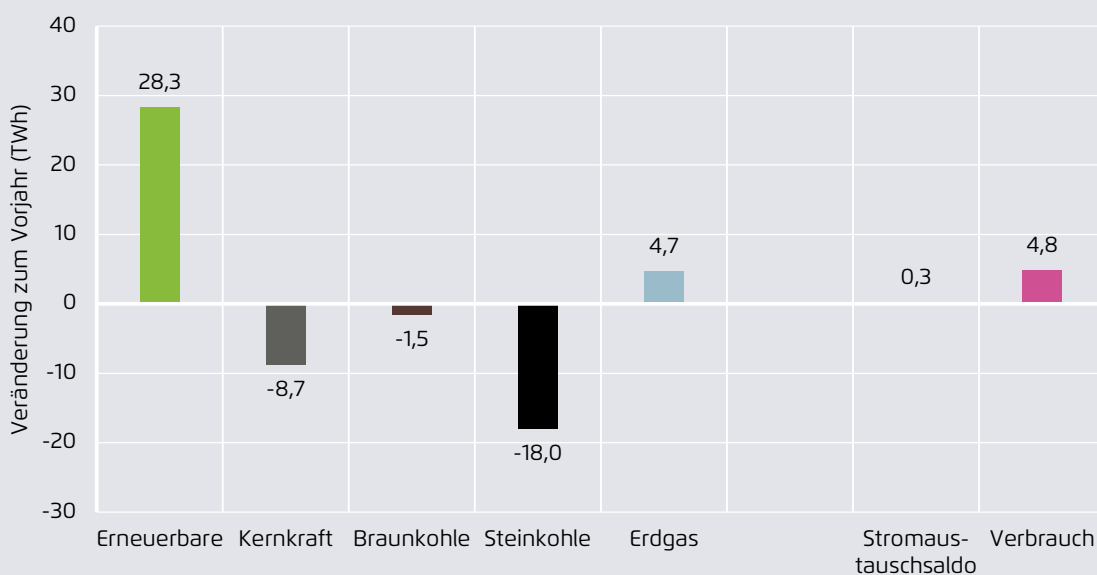
produktion im Jahr 2017 heraus. Das Winddargebot lag in den ersten drei Quartalen zwar unter dem 10-Jahres-Durchschnitt, holte im letzten Viertel des Jahres aber deutlich auf: Während in den ersten neun Monaten von 2017 nur 21 Prozent mehr Windenergie im Vergleich zum Vorjahreszeitraum produziert worden war<sup>1</sup>, trieben von Oktober an mehrere starke Stürme, beispielsweise das Sturmtief Herwart, die Windkraftproduktion kräftig an, sodass letztlich die Windstromproduktion im Jahresvergleich um mehr als ein Drittel zulegte.

Der größte Anteil (mehr als 40 Prozent) an der gesamten Erneuerbaren-Produktion entfällt auf Onshore-Windenergieanlagen, die 2017 gut 87 Terawattstunden und somit 20,9 Terawattstunden mehr Strom als im Vorjahr erzeugt haben. Mit einem Plus von 6 Terawattstunden legte auch die Stromproduktion

1 IWR 2017a

Rekord-Zuwachs bei den Erneuerbaren, deutliche Rückgänge bei Steinkohle und Kernkraft:  
Entwicklung der Strommengen 2016–2017

Abbildung 1-3



AG Energiebilanzen 2017a, vorläufige Angaben

von Windkraftanlagen auf See deutlich zu und liegt nunmehr fast gleichauf mit der Wasserkraft.

Nachdem die Solarstromproduktion 2016 gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken war, stieg sie im Jahr 2017 wieder an. Der Zuwachs fällt mit 1,5 Terawattstunden (entsprechend 4,5 Prozent) im Vergleich zur Windkraft klein aus; insgesamt lieferten Solaranlagen 39,8 Terawattstunden Strom. Diese mäßige Entwicklung ist hauptsächlich durch den geringen Zubau von Neuanlagen in den vergangenen Jahren zu erklären.<sup>2</sup> Zudem war das Jahr 2017 nur leicht sonniger als das Jahr 2016: Während 2017 in Deutschland schätzungsweise 1.610 Sonnenstunden verzeichnet werden konnten<sup>3</sup>, schien die Sonne im Jahr 2016 etwa 1.585 Stunden lang<sup>4</sup>. Photovoltaikanlagen sind

mit einem Anteil von 18,4 Prozent an der Erneuerbaren-Stromerzeugung nach wie vor drittstärkste Kraft im Erneuerbaren-Portfolio.

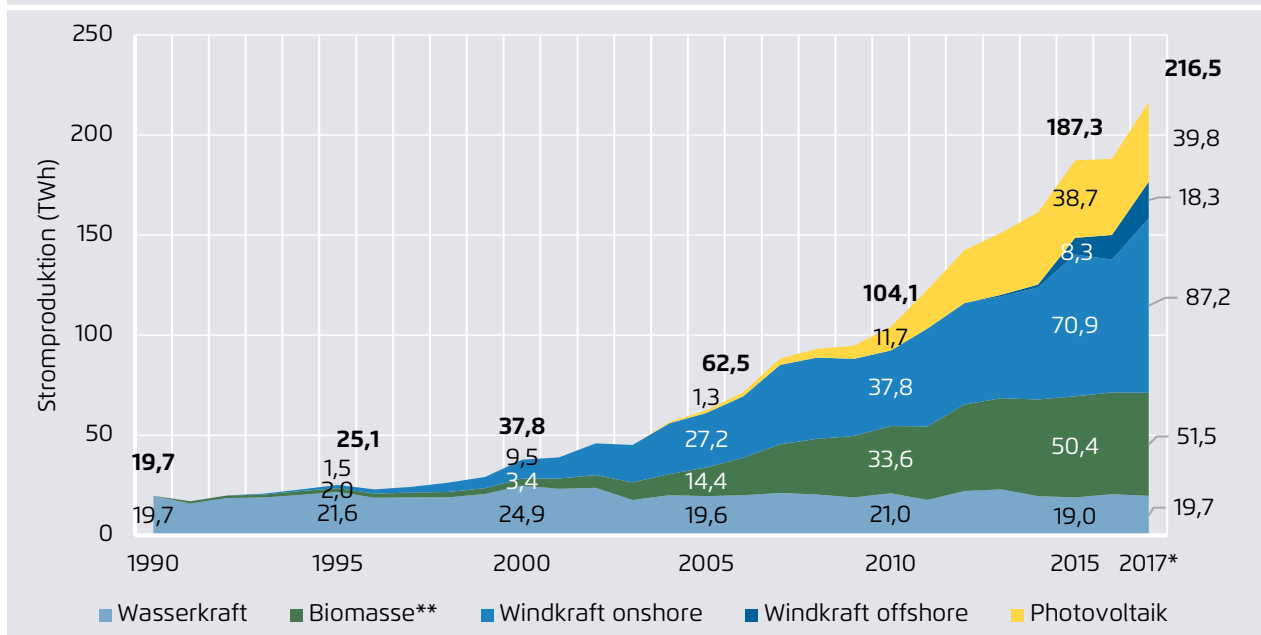
Die aus Biomasse erzeugte Strommenge unterscheidet sich mit 45,5 Terawattstunden nur minimal (plus 0,5 Terawattstunden) von der produzierten Menge im Jahr 2016. Biomasse macht somit 21 Prozent der gesamten Erneuerbaren-Produktion aus und belegt damit weiterhin Platz zwei im Erneuerbaren-Mix. Die aus Wasserkraft gewonnene Strommenge sank aufgrund geringerer Niederschlagsmengen leicht um 0,8 auf 19,7 Terawattstunden.

Mit einem Anteil von 36,1 Prozent am Stromverbrauch haben Erneuerbare Energien im Jahr 2017 einen neuen Rekord aufgestellt. Das im aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) formulierte Ziel von 40 bis 45 Prozent Erneuerbare im Jahr 2025 rückt damit schon jetzt in Reichweite. Bleibt es auch in den nächsten Jahren bei dem durchschnittlichen

2 PV magazine 2017  
 3 Schätzung auf Basis von DWD 2017a  
 4 DWD 2017b

Gutes Windjahr und starker Zubau sorgen 2017 für neuen Rekord:  
 Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien 1990–2017

Abbildung 1-4



AG Energiebilanzen 2017a, \*vorläufige Angaben, \*\*inkl. biogenem Hausmüll

Erneuerbare-Energien-Wachstum der vergangenen Jahre von jährlich etwa 2,5 Prozentpunkten pro Jahr, so wird das 2025-Ziel bereits im Jahr 2020 erreicht. Ein solches Übertreffen des Erneuerbare-Energien-Ziels im Stromsektor ist jedoch notwendig, um das Gesamt-Erneuerbaren-Ziel Deutschlands für das Jahr 2020 zu erreichen. Entsprechend der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie hat sich Deutschland europarechtlich verpflichtet, bis dahin einen Anteil von 18 Prozent Erneuerbare am Endenergieverbrauch zu erreichen. Da der Erneuerbaren-Anteil bei Wärme und Verkehr jedoch nach vorläufigen Zahlen auch 2017 stagniert, kann das Ziel nur durch ein starkes Wachstum der Erneuerbaren im Stromsektor erreicht werden.

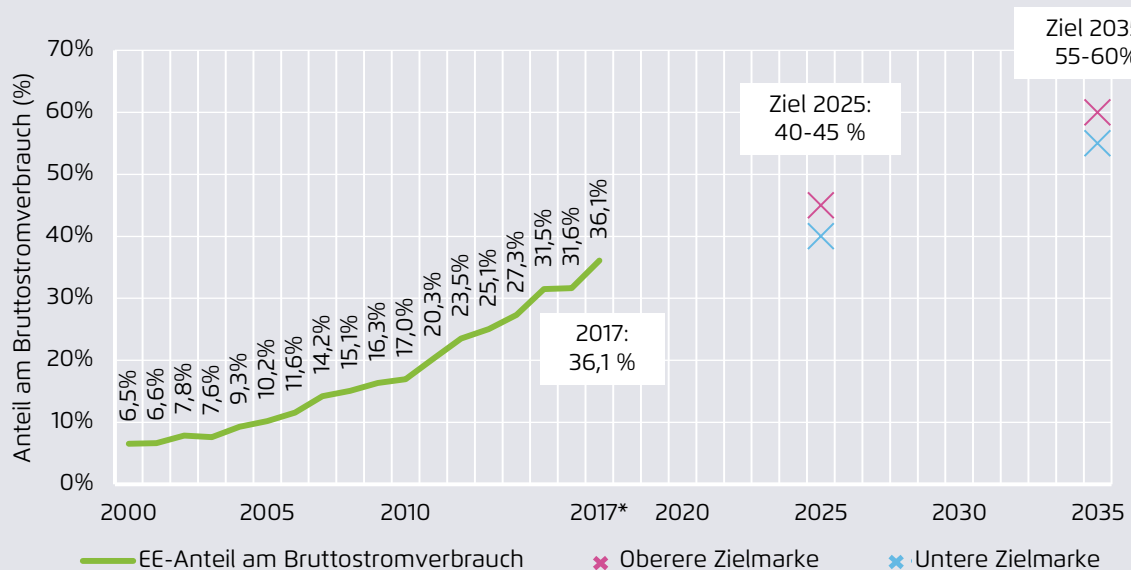
Im Jahr 2017 erhöhte sich die Erneuerbaren-Kapazität um circa 9 Gigawatt. Ungefähr 5 Gigawatt (netto) davon entfallen allein auf Windenergieanlagen an Land. Mit 2 Gigawatt kann der zweitgrößte Anteil der Solarenergie zugerechnet werden. Mit dem

zuletzt installierten Windpark Wikinger in der Ostsee summiert sich die gesamte Leistung neu errichteter Offshore-Windkraftanlagen auf insgesamt 1,4 Gigawatt. Der Netto-Zubau bei Biomasseanlagen macht circa 170 Megawatt aus.

Einschließlich der neu zugebauten Anlagen sind in Deutschland Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 113 Gigawatt am Netz. Dabei zeigt sich im Vergleich der letzten beiden Jahre die Wetterabhängigkeit eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems, insbesondere bei der Windstromproduktion: Zwar wurden in den Jahren 2016 und 2017 jeweils ähnlich viele neue Onshore-Windkraftanlagen errichtet, dennoch sank die Stromproduktion aus Wind an Land im Jahr 2016 gegenüber 2015, während sie 2017 im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 30 Prozent zulegte. Die Hauptursache: 2016 war ein schlechtes, 2017 hingegen ein gutes Windjahr.

Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch steigt auf 36 Prozent: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2000–2017 sowie Ziele für 2025 und 2035

Abbildung 1-5



AG Energiebilanzen 2017a, \*vorläufige Angaben

Trotz dieser Herausforderung werden in Zukunft Windkraft- und Photovoltaikanlagen bei der Stromversorgung die bedeutendste Rolle spielen, weil sie die günstigste Option zur Dekarbonisierung des Stromsektors in Deutschland sind. Entscheidend für die aus Erneuerbaren Energien produzierte Strommenge wird hierbei nicht nur die Nennleistung sein, sondern vor allem die Effizienz der Anlagen, letztlich also möglichst hohe Jahresvolllaststunden je Anlage und Standort.

Der Zubau von Biomasse-Anlagen (insbesondere von flüssiger Biomasse) wird hingegen gering sein, da die Stromgewinnung aus Biomasse deutlich teurer ist als die aus Wind und Photovoltaik. Wo Biogas direkt am Entstehungsort verstromt werden kann, wird es auch weiter eine Rolle spielen, vor allem in der dezentralen Strom- und Wärmeversorgung.

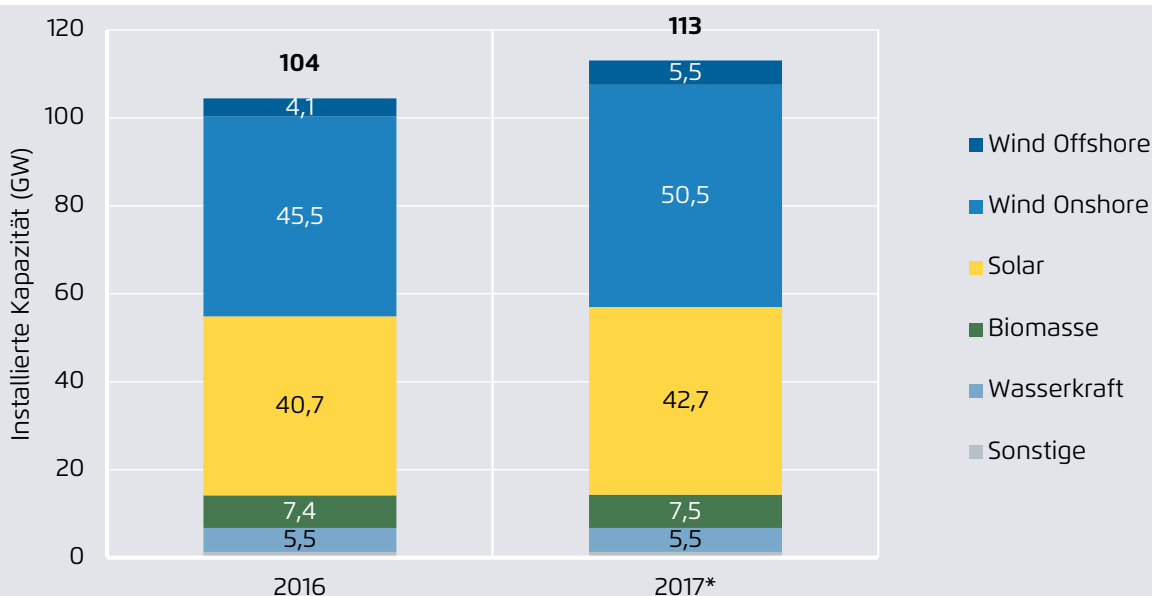
Aufgrund topographischer Gegebenheiten ist der Zubau von Wasserkraft (insbesondere Laufwasser) in

Deutschland keine Alternative zu Wind- und Photovoltaik-Zubau.

Die Rolle der Erneuerbaren Energien besteht derzeit vor allem in der Lieferung von CO<sub>2</sub>-freiem Strom, das heißt der Bereitstellung von Klimaschutz. Ihr Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist hingegen gering. Hierzu wird in naher Zukunft weiterhin der konventionelle Kraftwerkspark gebraucht, wobei sich Gasmotoren und Gasturbinen aufgrund niedriger Investitionskosten und geringem Volllaststundenbedarf als passende Partner anbieten. Mit Fortschreiten der Energiewende wird jedoch sukzessive auch eine intelligente Anpassung der Nachfrage an die Stromproduktion, der vermehrte Einsatz von Stromspeichern, die bessere Nutzung des überregionalen Winddargebots sowie der Einsatz von erneuerbar erzeugten Gasen in konventionellen Kraftwerken dazu führen, dass fossile Brennstoffe auch für die Versorgungssicherheit nicht mehr benötigt werden.

Rekordzubau bei Windenergie an Land: Erneuerbaren-Kapazitäten zum Jahresende 2016 und 2017

Abbildung 1-6



Bundesnetzagentur 2017a, \*eigene Schätzungen auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur 2017a (Stand 7.11.2017), Bundesnetzagentur 2017b, BWE 2017, FA Wind 2017, IWR 2017b, Offshore-Windindustrie 2018



### 1.3 Entwicklung der konventionellen Energien

Im vergangenen Jahr ist die von konventionellen Kraftwerken erzeugte Strommenge von 460,7 auf 437,5 Terawattstunden und demnach um 23,2 Terawattstunden (minus 5 Prozent) gesunken. Dabei war die Entwicklung je nach Primärenergieträger sehr unterschiedlich.

Steinkohlekraftwerke erzeugten im Jahr 2017 mit 94,2 rund 18 Terawattstunden (16 Prozent) weniger Strom als 2016. Sie verbuchten den stärksten Produktionsrückgang des Jahres und lagen damit auf dem niedrigsten Niveau seit 1990. Der Rückgang der Steinkohleverstromung ist auf mehrere Gründe zurückzuführen: Zum einen wurden rund 2,8 Gigawatt an installierter Steinkohleleistung stillgelegt (siehe Abbildung 1-8). Zum anderen wurden Teile der Steinkohlestromproduktion durch die höheren Stromeinsparungen der Erneuerbaren-Energien-

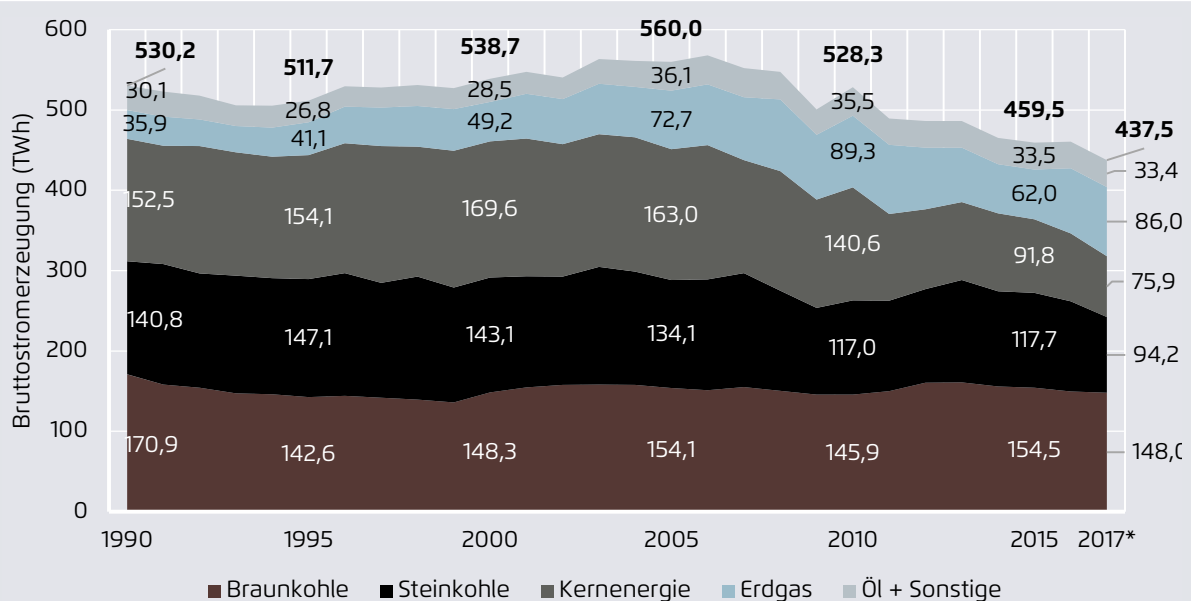
Anlagen und von erdgasbetriebenen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) verdrängt.<sup>5</sup> Die Entwicklung bei der KWK wurde auch durch die Weltmarktpreise für Steinkohle getrieben; diese stiegen erstmals seit sechs Jahren wieder relativ stark, wohingegen sich die Erdgaspreise 2017 nur vergleichsweise leicht erhöhten (siehe Kapitel 5).

Bei der Stromerzeugung aus Braunkohle war 2017 ein deutlich geringerer Rückgang festzustellen als noch ein Jahr zuvor. Während 2016 etwa 5 Terawattstunden weniger Braunkohlestrom als im Vorjahr erzeugt worden waren, nahm die Braunkohleverstromung 2017 nur um 1,5 Terawattstunden (1 Prozent) ab. Die im Verhältnis zur Steinkohlestromproduktion niedrigeren Grenzkosten der braunkohlegetriebenen Erzeugung (siehe Kapitel 5) sowie die positive Konjunktorentwicklung 2017 (siehe Kapitel 2) sind vermutlich Gründe dafür, dass die Braunkohleverstro-

5 AG Energiebilanzen 2017c

Rückgang bei Steinkohleverstromung und Kernenergie, Anstieg bei der Gasverstromung:  
Bruttostromerzeugung aus fossilen Energieträgern 1990–2017

Abbildung 1-7



AG Energiebilanzen 2017a, \*vorläufige Angaben

mung fast konstant blieb. Der leichte Rückgang dürfte vor allem auf die Überführung zweier 300-Megawatt-Braunkohleböcke von RWE in Frimmersdorf in die Sicherheitsbereitschaft zurückzuführen sein. Diese sollen noch vier Jahre lang als Reserve bei eventuellen Versorgungsengpässen bereitstehen.

Die gesamte Kohleverstromung ist seit 2013 um 46 Terawattstunden zurückgegangen. Das entspricht im Durchschnitt einem jährlichen Rückgang von 11,5 Terawattstunden. Eine lineare Fortschreibung dieses Trends ausgehend von der Produktionsmenge des Jahres 2017 (242,2 Terawattstunden) bedeutet ein Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland bis zum Jahr 2038.

Die Stromproduktion aus Kernenergie sank im Jahr 2017 um 8,7 auf 75,9 Terawattstunden (minus 10,3 Prozent) – das ist ein stärkerer Rückgang als im Jahr 2016, als die Stromerzeugung aus Kernenergie um 7,2 Terawattstunden sank. Da bis Ende des Jahres

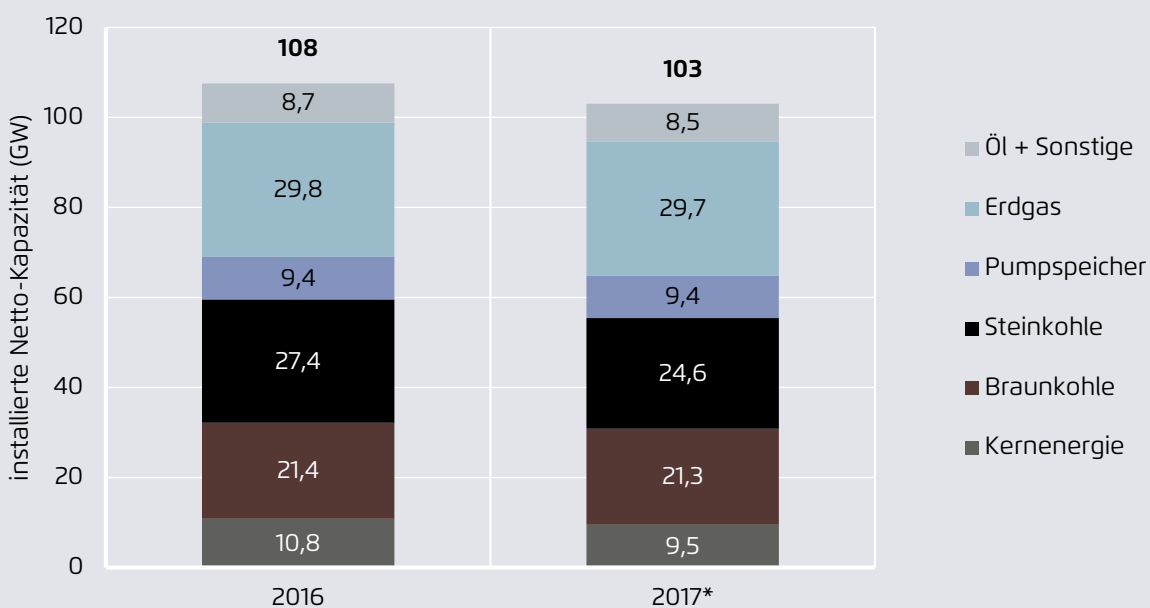
2017 kein Kernkraftwerk vom Netz ging, beruhte der Rückgang vor allem auf sicherheitsbedingten Produktionsunterbrechungen auf Veranlassung der Aufsichtsbehörden sowie auf Kraftwerksrevisionen.<sup>6</sup> Die Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen B erfolgte planmäßig laut Atomgesetz am 31. Dezember 2017, sie wird sich daher erst in der Erzeugungsbilanz 2018 niederschlagen.

Entgegen dieser Entwicklungen verzeichnete die Verstromung von Erdgas im Jahr 2017 einen Zuwachs von 4,7 Terawattstunden (beziehungsweise 6 Prozent), sie lag damit bei insgesamt 86 Terawattstunden. Damit wurde beinahe wieder das Rekordniveau von 2010 in Höhe von 89 Terawattstunden erreicht. Der Grund hierfür liegt vor allem im vermehrten Einsatz von Gas in den Kraftwerken zur Strom- und Wärmeversorgung – sowohl im öffentlichen Sektor als auch in der Industrie. Der Anstieg fällt deutlich

<sup>6</sup> AG Energiebilanzen 2017c

Rückgang bei Steinkohlekraftwerken aufgrund von Stilllegungen:  
Konventionelle Kapazitäten zum Jahresende 2016 und 2017

Abbildung 1-8



Bundesnetzagentur 2017a, \*eigene Schätzungen auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur 2017a (Stand 7.11.2017)

geringer aus als im Jahr zuvor, in dem die Erdgasverstromung mit 19,3 Terawattstunden sehr deutlich (plus 31,1 Prozent) zugelegt hatte. Dass die Stromproduktion aus Erdgas nicht stärker gestiegen ist, lag vermutlich vor allem am starken Zuwachs der Erneuerbaren Energien.<sup>7</sup>

Insgesamt wurde durch die Abschaltung von Steinkohle- und Kernkraftwerken im Jahr 2017 eine Leistung von etwa 5 Gigawatt stillgelegt. Die verbleibende installierte Leistung konventioneller Kraftwerke beträgt in Summe noch 103 Gigawatt.

---

<sup>7</sup> AG Energiebilanzen 2017c



## 2 Energie- und Stromverbrauch

### 2.1 Primärenergieverbrauch

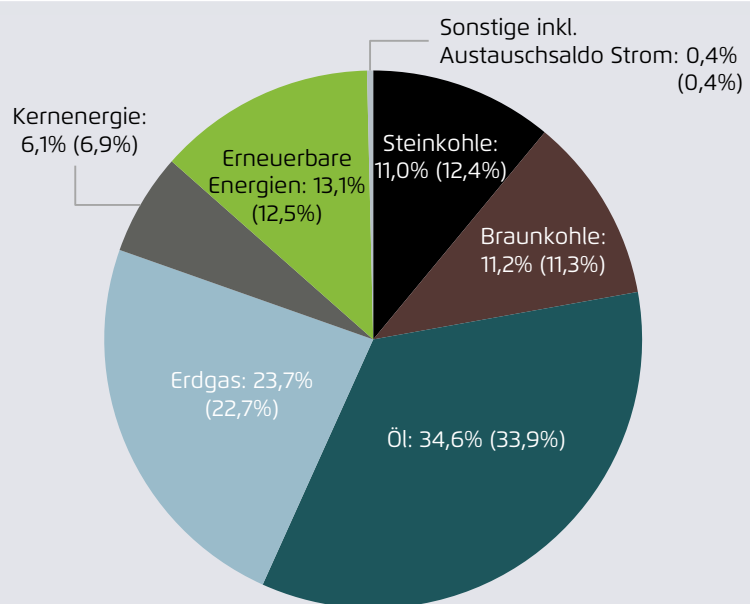
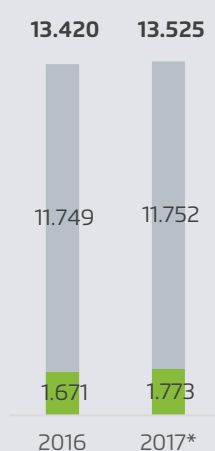
Der Primärenergieverbrauch Deutschlands ist 2017 zum dritten Mal in Folge gestiegen. Wie schon im Vorjahr erhöhte er sich um etwa 100 Petajoule (0,8 Prozent) auf insgesamt 13.525 Petajoule. Grund für die erneute Zunahme sind im Wesentlichen die positive Konjunktorentwicklung, die steigende Wohnbevölkerung (plus 0,7 Prozent im Laufe des Jahres 2016) sowie zeitweise kühlere Witterungsverhältnisse Anfang 2017 im Vergleich zum Jahr 2016. Der leicht sinkende Trend beim Primärenergieverbrauch, den man von 2001 bis 2014 ausmachen konnte, ist damit gestoppt – im Jahr 2017 lag der Primärenergieverbrauch infolge des Anstiegs in den vergangenen Jahren in etwa wieder auf dem Niveau von 2011.

Es findet daher nur noch eine halbe Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Primärenergieverbrauch statt. So wuchs die Wirtschaft 2017 um etwa 2,2 Prozent, während der Primärenergieverbrauch nur um 0,8 Prozent anstieg. Aber: Dass der Primärenergieverbrauch nicht mehr sinkt, hat Folgewirkungen für die energiebedingten Treibhausgasemissionen (siehe Kapitel 3). Über den Zeitraum von 1990 bis 2017 hinweg betrachtet verzeichnete das Bruttoinlandsprodukt einen Zuwachs von rund 50 Prozent, während der Primärenergieverbrauch seit 1990 um etwa 9 Prozent zurückgegangen ist. Das von der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 beschlossene Energieeffizienzziel für 2020 (minus 20 Prozent Primärenergieverbrauch gegenüber 2008) ist somit in weite Ferne gerückt. Stand 2017 ist der Primärenergieverbrauch nur um 5,9 Prozent im Vergleich zu 2008 zurückgegangen.

Mehr Erneuerbare, Öl und Erdgas, weniger Kernenergie und Steinkohle:  
Primärenergieverbrauchsmix 2017 (Werte für 2016 in Klammern)

Abbildung 2-1

Primärenergieverbrauch (PJ)



AG Energiebilanzen 2017b, \*vorläufige Angaben

Bei der Zusammensetzung des Energiemix' war das Jahr 2017 von weiteren Verlagerungen gekennzeichnet: Während die Anteile von Mineralöl, Erdgas und Erneuerbarer Energien anstiegen, sind bei Steinkohle und Kernenergie deutliche Rückgänge zu verzeichnen. Knapp 60 Prozent des gesamten Energieverbrauchs werden derzeit von Öl und Gas und etwa 22 Prozent von Braun- und Steinkohle abgedeckt. Die Steinkohle fällt dabei mit 11 Prozent auf ihr niedrigstes Niveau seit 1990.

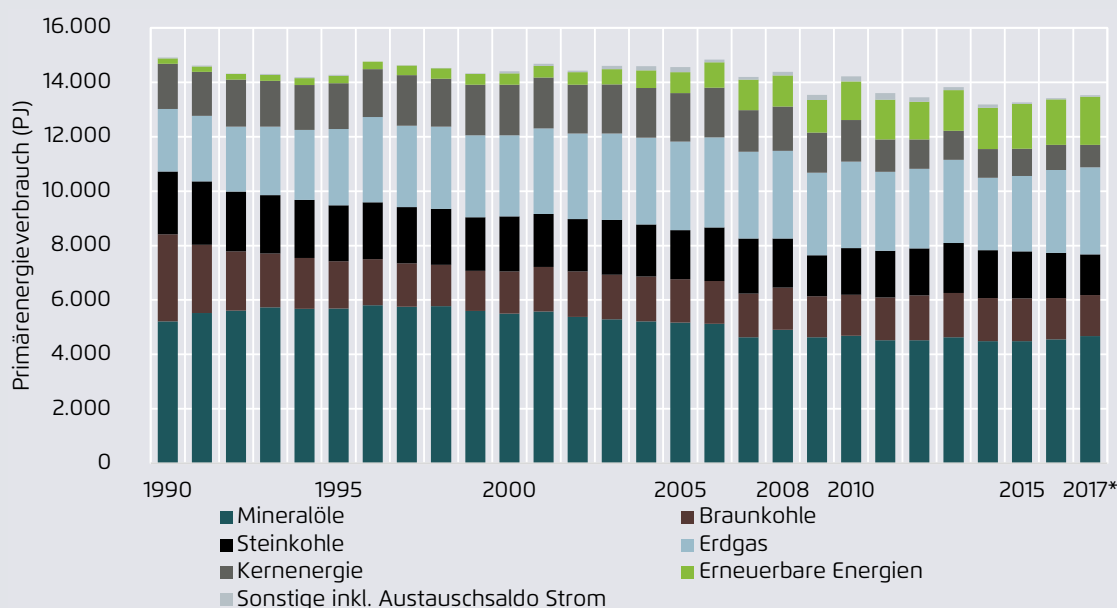
Die Erneuerbaren Energien konnten durch höhere Stromeinspeisungen 2017 ihren Anteil am Gesamtenergieverbrauch um 0,6 Prozentpunkte auf rund 13,1 Prozent ausbauen. Sie deckten 1.773 Petajoule des Verbrauchs ab und leisteten dementsprechend einen um 6 Prozent höheren Beitrag als im Vorjahr mit 1.671 Petajoule. Wie bereits in Kapitel 1 dargestellt, waren gute Windverhältnisse sowie der gut voranschreitende Zubau von Erneuerbare-Energien-Kapazitäten im Stromsektor für diese Entwicklungen ursächlich.

Der Mineralölverbrauch erhöhte sich im Jahr 2017 um 125 auf 4.675 Petajoule und übertraf somit den Verbrauch im Jahr 2016 um 2,8 Prozent. Mineralöl bleibt mit einem Anteil von 34,6 Prozent am gesamten Energieverbrauch weiterhin Energiequelle Nummer 1 in Deutschland; durch den Verbrauchsanstieg im Jahr 2017 ist seine Bedeutung sogar noch gewachsen. Die Gründe für diese Entwicklung liegen vor allem beim Mehrverbrauch von Diesel, Benzin und Flugbenzin, aber auch im Anstieg des Gebrauchs von Heizöl und Rohbenzin im privaten und industriellen Bereich.

Mit einem Mehrverbrauch von 5,2 Prozent erzielte Erdgas unter den fossilen Brennstoffen den deutlichsten Zuwachs. Der Verbrauch erreichte 2017 die Menge von 3.200 Petajoule. Erdgas avancierte so mit einem Anteil von 23,7 Prozent am gesamten Primärenergieverbrauch zur zweitwichtigsten Energiequelle. Die von Erdgas gelieferte Energiemenge übertrifft erstmals seit 2009 das Gesamtergebnis von Stein- und Braunkohle. Diese Veränderung wurde in hohem

Seit Jahren kaum Veränderung bei den fossilen Energieträgern:  
Primärenergieverbrauch 1990–2017

Abbildung 2-2



AG Energiebilanzen 2017b, \*vorläufige Angaben

Maße von einem gesteigerten Gaseinsatz in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung sowie in der Industrie zur gekoppelten Strom- und Wärmezeugung getrieben. Zudem spielt ein erhöhter Heizwärmebedarf eine Rolle.

Während der Steinkohleverbrauch im Stromsektor im Jahr 2017 um rund 16 Prozent abnahm (siehe Kapitel 1), zeigte sich beim industriellen Einsatz von Kohle und Koksprodukten eine entgegengesetzte Entwicklung. Im Ergebnis ging der Steinkohle-Einsatz bezogen auf den gesamten Energieverbrauch lediglich um 10,4 Prozent auf 1.489 Petajoule zurück. Der Steinkohleanteil am Energiemix schrumpfte somit um 1,4 Prozentpunkte auf 11 Prozent.

Analog zum Stromsektor ist der Verbrauch von Braunkohle im gesamten Energiesektor nur sehr leicht zurückgegangen (eine Reduktion um 0,6 Prozent gegenüber 2016). Braunkohle lieferte damit 1.510 Petajoule, das entspricht 11,2 Prozent des

gesamten Energieverbrauchs. Der Grund des Rückgangs liegt in der etwas geringeren Braunkohleverstromung im Jahr 2017 (siehe Kapitel 1).

Der Rückgang der aus Kernenergie erzeugten Strommenge (siehe Kapitel 1) im Jahr 2017 schlägt sich auch in der Primärenergiebilanz nieder. Der Beitrag der Kernenergie zum gesamten Energieverbrauch belief sich noch auf 828 Petajoule, sie deckte somit noch gut 6 Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland ab<sup>8</sup>

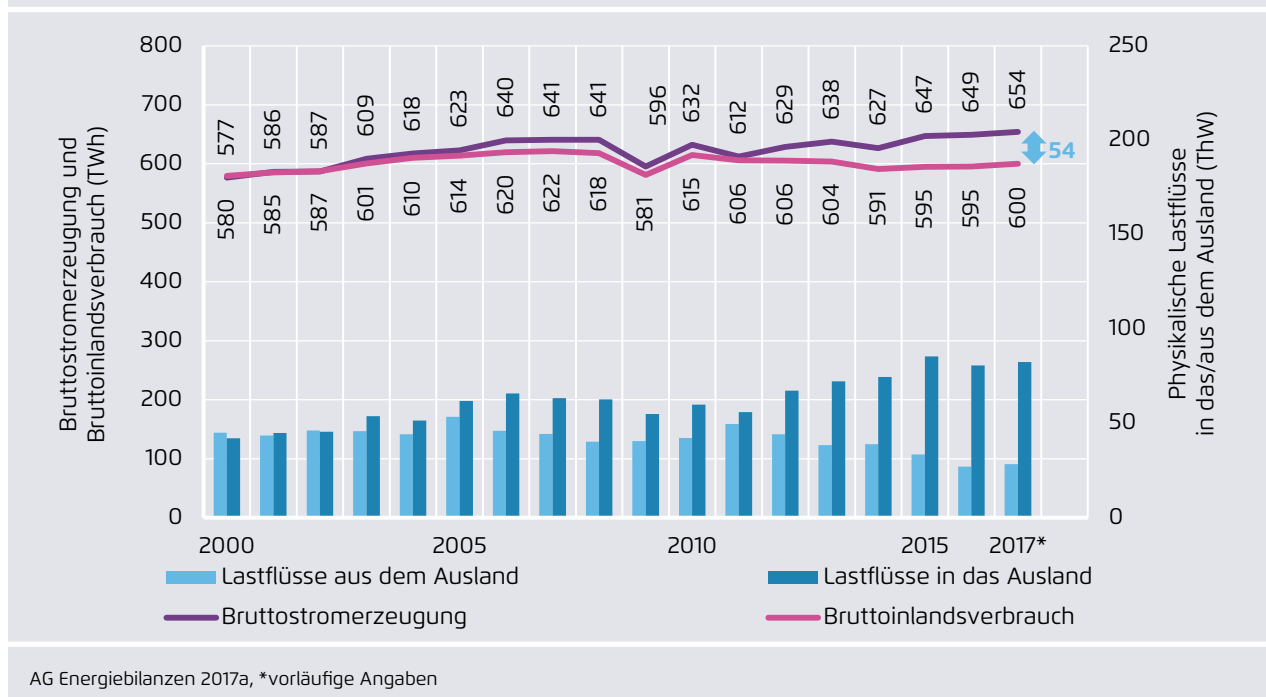
## 2.2 Stromverbrauch

Nachdem der Stromverbrauch im Jahr 2016 im Vergleich zu 2015 fast stagniert hatte (plus 0,1 Prozent), stieg er 2017 wieder deutlich um 4,8 auf 600 Terawattstunden (plus 0,8 Prozent) an. In Kombination mit

8 AG Energiebilanzen 2017c

Seit 2011 geht die Schere immer weiter auf: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Lastflüsse ins/aus dem Ausland 2000–2017

Abbildung 2-3



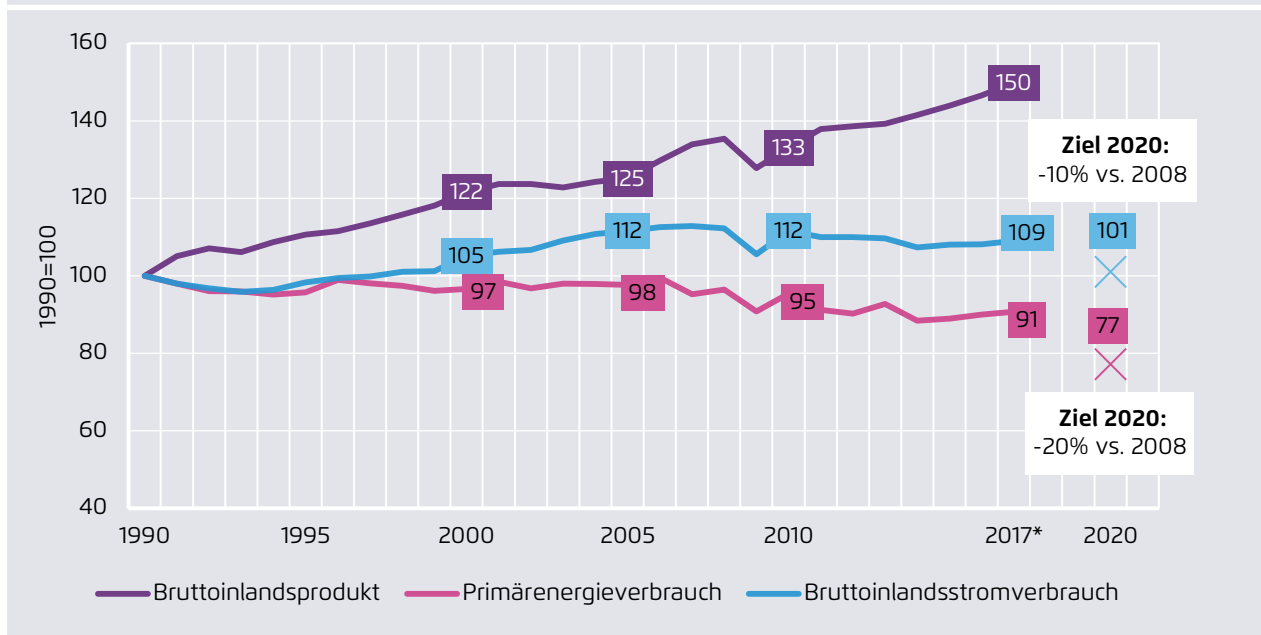
der in nahezu gleichem Maße gestiegenen Stromproduktion (um 5,1 auf 654,2 Terawattstunden) erhöhte sich damit der Stromaustauschsaldo um 0,3 Terawattstunden (plus 0,6 Prozent), sodass weiterhin mehr als 8 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms im benachbarte Ausland verbraucht wurden.

Der gestiegene Stromverbrauch dürfte vor allem auf das starke Wirtschaftswachstum des Jahres 2017 zurückzuführen sein, das in der Industrie zu einem Mehrbedarf an Strom geführt hat. Zudem war der Januar 2017 deutlich kälter als der Januar 2016, was einen steigenden Stromverbrauch im Wärmesektor mit sich gebracht hat. Ein dritter Effekt dürfte die steigende Wohnbevölkerung sein, die Ende 2016 mit 82,8 Millionen Einwohnern um 0,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr anstiegen war.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch wuchs der Stromverbrauch im dritten Jahr in Folge. Der Trend des sinkenden Stromverbrauchs der Jahre 2007 bis 2014 ist damit – zumindest vorerst – gestoppt. Wie bei der Primärenergie kann insofern nur noch von einer halben Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch gesprochen werden. Folglich ist auch das von der Bundesregierung im Energiekonzept beschlossene Stromeffizienzziel für 2020 (minus 10 Prozent Bruttostromverbrauch gegenüber 2008) in weite Ferne gerückt. Mit Stand 2017 liegt der Rückgang nur bei 2,9 Prozent gegenüber 2008.

Nur noch eine „halbe Entkopplung“ von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch:  
Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsstromverbrauch  
1990–2017 (indexiert, 1990 = 100)

Abbildung 2-4



AG Energiebilanzen 2017a, Destatis 2017a, \*vorläufige Angaben/eigene Berechnungen



## 3 Treibhausgasemissionen

### 3.1 Treibhausgasemissionen des gesamten Energiesektors

Die Treibhausgasemissionen lagen 2017 ersten Schätzungen zufolge mit 906 Millionen Tonnen CO<sub>2e</sub> exakt auf dem Niveau des Vorjahrs. Die Emissionsmenge hat sich somit in den vergangenen vier Jahren fast nicht verändert (2014 und 2015: 902 Millionen Tonnen, siehe Abbildung 3-1). Gegenüber 1990 beträgt die Emissionsminderung damit 27,6 Prozent.

Diese Entwicklung ist auf zwei gegenläufige Effekte zurückzuführen: Zwar wirkt sich der Rückgang des Verbrauchs von Steinkohle in den vergangenen Jahren positiv auf die Emissionsbilanz des Stromsektors aus. Allerdings läuft diesem Trend der deutlich erhöhte Primärenergieverbrauch von Mineralöl und Erdgas entgegen – insbesondere im Gebäude-

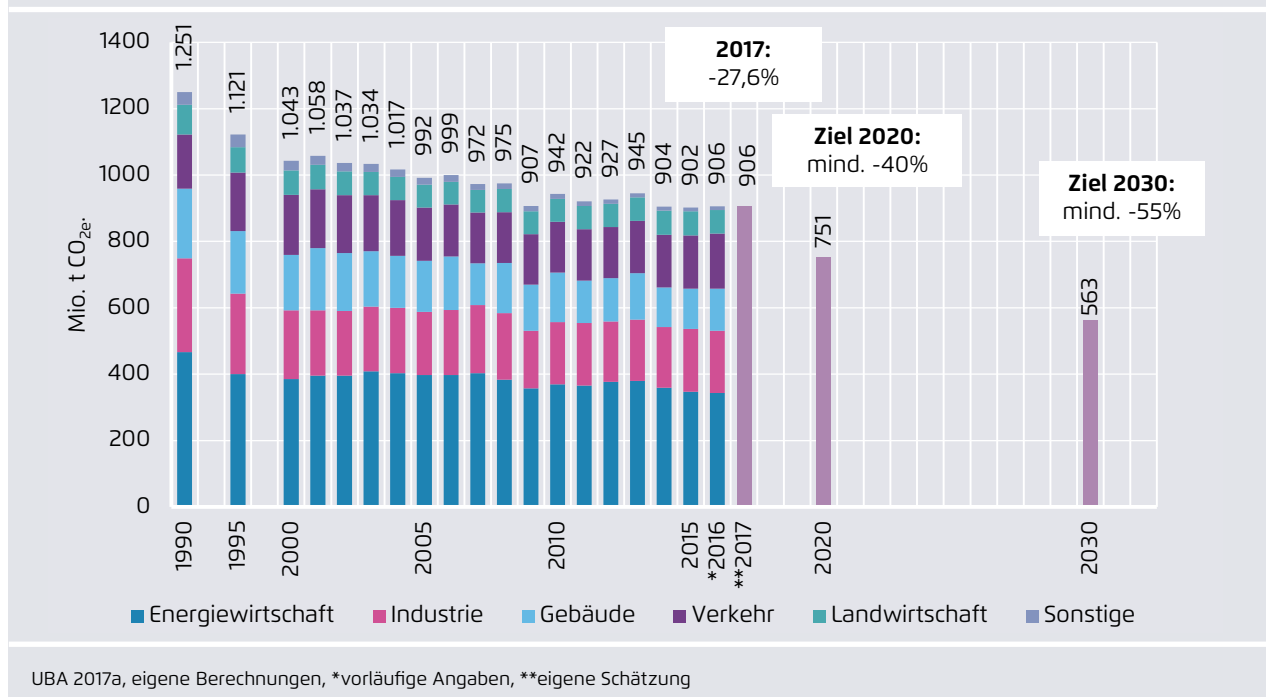
und Verkehrssektor, allerdings auch im Stromsektor (siehe Kapitel 2).

Damit wird der Verkehrssektor beim Thema Klimaschutz immer mehr zum Sorgenkind der Energiewende. Denn der Trend steigender Mineralölverbräuche und dem damit einhergehenden Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist im Verkehr bereits seit einigen Jahren zu beobachten. Eine Trendumkehr aufgrund bereits beschlossener Maßnahmen ist derzeit nicht abzusehen.

Es ist somit 2017 abermals unwahrscheinlicher geworden, dass Deutschland sein 2020-Klimaziel von minus 40 Prozent weniger CO<sub>2</sub> als im Basisjahr 1990 noch erreicht. Derzeit misst die Klimälücke rund 155 Millionen Tonnen CO<sub>2e</sub>. Das entspricht in etwa den Treibhausgasemissionen aller Braunkohle-

Die Treibhausgasemissionen stagnieren auf hohem Niveau, das Ziel 2020 ist in weiter Ferne:  
Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990–2017 sowie Klimaschutzziele 2020 und 2030

Abbildung 3-1



kraftwerke oder des gesamten Verkehrssektors. Um sie zu schließen und das 2020-Ziel noch zu erreichen, müssten in den Jahren 2018, 2019 und 2020 jährlich mehr als 50 Millionen Tonnen CO<sub>2e</sub> eingespart werden. Die durchschnittliche Minderung seit dem Jahr 2000 betrug jedoch lediglich 8 Millionen Tonnen pro Jahr. Schreibt man diesen Trend fort, wird Deutschland im Jahr 2020 seine Emissionen um etwa 30 statt um etwa 40 Prozent unter das Niveau von 1990 gesenkt haben. In den kommenden drei Jahren kann es bei realistischer Betrachtung nur noch darum gehen, die Verfehlung des Klimaschutzziel 2020 möglichst klein zu halten.

### 3.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung sind im vergangenen Jahr um 14 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> auf 292 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> zurückgegangen, sie sanken somit das vierte Jahr

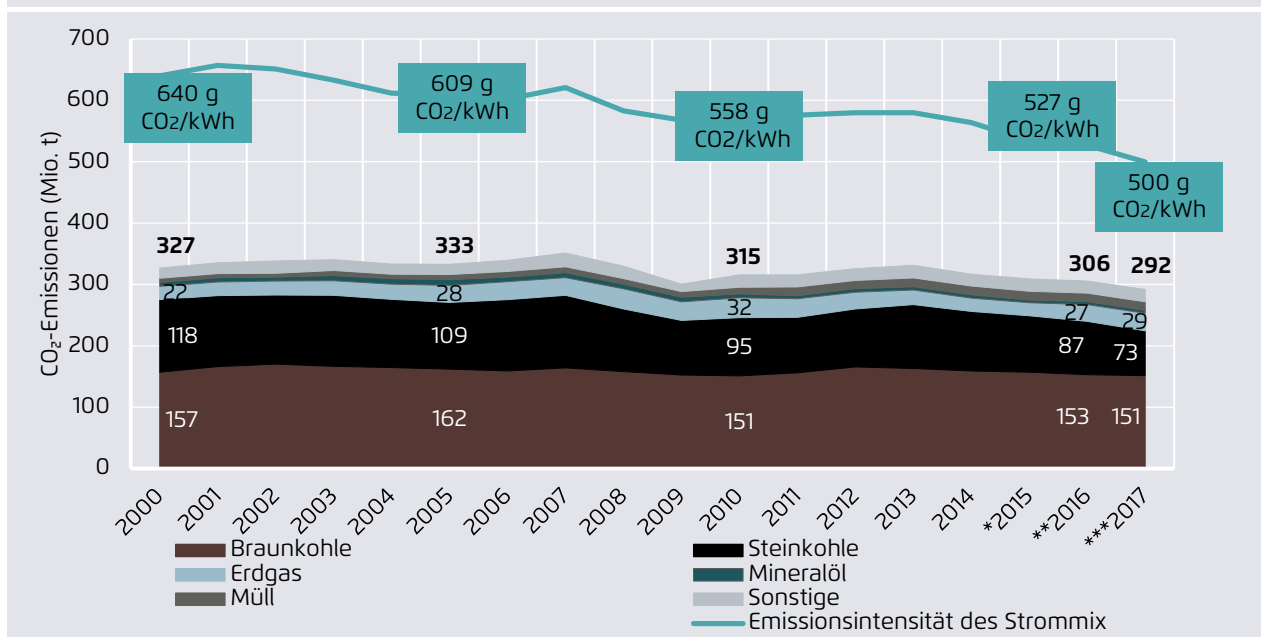
in Folge und lagen rund 20 Prozent unter den Emissionen im Basisjahr 1990. Damit sank die durchschnittliche Emissionsintensität des Strommix' (bezogen auf den inländischen Nettostromverbrauch) von rund 527 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde im Jahr 2016 auf etwa 500 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde 2017 (siehe Abbildung 3-2). Der Strommix in Deutschland wird insofern langsam aber stetig sauberer.

Der maßgebliche Treiber für diese Entwicklung war die deutlich zurückgegangene Stromproduktion der Steinkohlekraftwerke: Zum einen bewirkte der Anstieg der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windkraft, dass Steinkohlekraftwerke trotz weiterhin hoher Stromexporte mehr und mehr Marktanteile verloren. Zum anderen führten höhere Preise für Steinkohle zu einem zunehmenden komparativen Kostenvorteil moderner Gaskraftwerke gegenüber alten Steinkohlekraftwerken (siehe Kapitel 4). Da Gaskraftwerke im Durchschnitt etwa 50 Prozent

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung sinken, allerdings sehr langsam:

CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung 1990–2017

Abbildung 3-2



UBA 2017b (\*vorläufige Angaben, \*\*Schätzung UBA), \*\*\*eigene Berechnungen

niedrigere spezifische Emissionen als Steinkohlekraftwerke aufweisen, machte sich diese Entwicklung in der Emissionsbilanz bemerkbar.

Die Emissionen im Bereich der Braunkohle blieben gegenüber dem Vorjahr hingegen fast konstant. Damit zeigt sich, dass der Erneuerbare-Energien-Zubau im Kombination mit einer verbesserten Wettbewerbsfähigkeit der Gaskraftwerke in der Lage sind, die Steinkohleverstromung zurückzudrängen und so die Emissionen zu senken. Die besonders CO<sub>2</sub>-intensive Braunkohleverstromung wird jedoch aufgrund der niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise bis auf weiteres nur dann sinken, wenn Braunkohlekraftwerke aufgrund anderer politischer Maßnahmen abgeschaltet oder in die Braunkohlesicherheitsbereitschaft überführt werden.



## 4 Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa

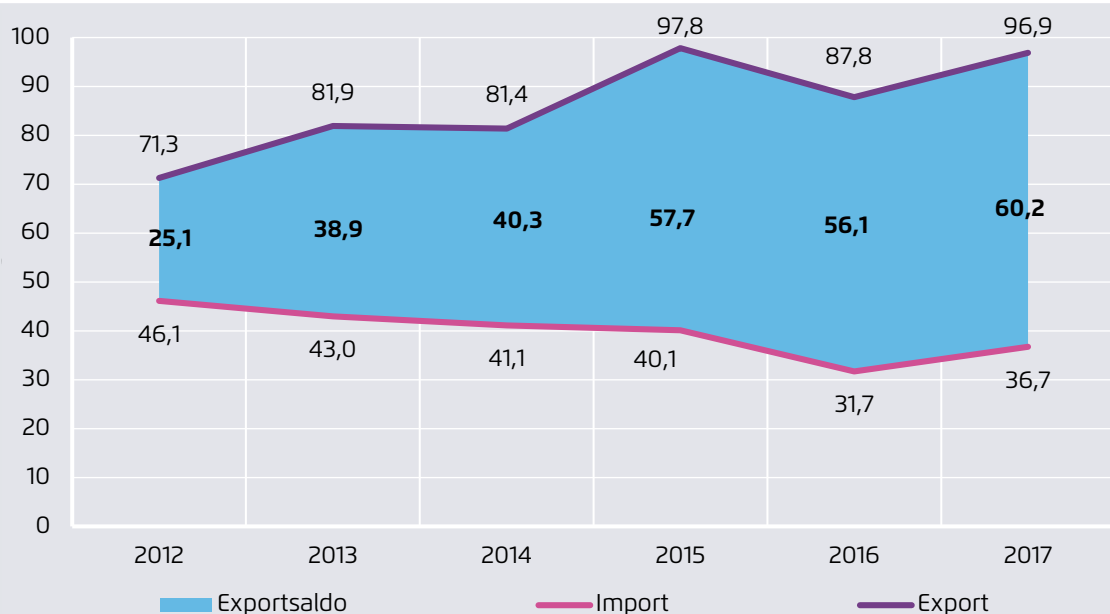
Deutschland blieb im Jahr 2017 der größte Nettostromexporteur in Europa. Im Vergleich zum Jahr 2016 stieg der Handelsbilanzüberschuss noch einmal an. Er lag mit 60 Terawattstunden über dem Niveau des bisherigen Rekords 2015 und damit gut vier Terawattstunden über dem Wert des Jahres 2016. Nachdem im Jahr 2016 durch veränderte Market-Coupling-Regeln sowohl Import als auch Export von Strom zurückgegangen waren, zogen 2017 beide Werte wieder deutlich an. Die Exporte stiegen um 9 Terawattstunden deutlich stärker als die Importe (5 Terawattstunden), was zur Erhöhung des Saldos führte (siehe Abbildung 4-1). Auslöser hierfür waren niedrige Strompreise im Stromgroßhandel in Deutschland als Folge hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien in Verbindung mit niedrigen Preisen für Gas und für Emissionszertifikate. Die geringere Stromerzeugung der Kernkraftwerke in Frankreich und Belgien im ersten Quartal 2017 trug

zum deutschen Exportüberschuss bei. Die Exporte hatten einen Wert von 3,3 Milliarden Euro bei einem Durchschnitt von knapp 34 Euro je Megawattstunde. Die Importe hatten einen Wert von 1,9 Milliarden Euro bei einem Strompreis von durchschnittlich 52,2 Euro je Megawattstunde. Der Exportüberschuss betrug somit 1,4 Milliarden Euro.

Der Stromhandelssaldo zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten veränderte sich strukturell im Vergleich zum Jahr 2016 nur wenig (siehe Abbildung 4-2). Eine bessere Verfügbarkeit der Wasserkraft und ein gutes Windjahr in Dänemark haben die Importe aus den skandinavischen Ländern erhöht. Die niedrigen Strompreise in Deutschland in Verbindung mit einer vor allem im ersten Halbjahr geringen Verfügbarkeit der Wasserkraft in den Alpen führten zu deutlichen Exporten nach Österreich und in die

Deutschland ist Stromexport-Europameister: Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Deutschland 2012–2017

Abbildung 4-1



Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E 2018; es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt

Schweiz. Die geringe Verfügbarkeit der französischen und belgischen Kernkraftwerke im ersten Quartal steigerten die Exporte nach Frankreich wie beschrieben ebenfalls. Deutschland blieb somit ein wesentliche Element im europäischen Stromhandel und ein Transitland für den Stromfluss aus dem Nordosten Europas in den Südwesten.

Die Rolle Deutschlands als Transitland wird auch beim Blick auf die Großhandelsstrompreise in den europäischen Nachbarländern deutlich. Während in Skandinavien (Nordpool) die Strompreise im Mittel 2017 über das Jahr hinweg etwa 15 Prozent niedriger waren als in Deutschland, lagen die Strompreise im Süden Europas sowie in Großbritannien deutlich über den deutschen Strompreisen (siehe Abbildung 4-3). Insgesamt hat Deutschland wie schon in den Vorjahren mit 3,4 Cent pro Kilowattstunde nach Skandinavien die zweitniedrigsten Börsenstrompreise in Europa. Industriestromkunden, die weitestgehend von Abgaben und Umlagen befreit sind, zahlen damit in Deutschland niedrigere

Strompreise als etwa in Frankreich, den Niederlanden oder der Schweiz.

Die Strommärkte in Südeuropa sind durch höhere Gaspreise als in Deutschland, eine niedrigere Kohleverstromung und deutlich weniger Erneuerbare Energien gekennzeichnet. Diese Kombination führte dort zu deutlich höheren Preisen an den Strombörsen. Durch die Mechanismen des europäischen Strommarktes resultierte aus dem Nord-Süd-Gefälle der Strompreise auch ein Nord-Süd-Gefälle im Stromhandel: Deutschland exportierte über Österreich und die Schweiz Strom nach Italien und andere Länder Südeuropas.

Aus den europäischen Daten sind weitere interessante Aspekte ablesbar. Nahezu alle Regionen in Europa haben im Winter höhere Strompreise als im Sommer, was zum einen mit dem höheren Bedarf im Winter erklärbar ist, zum anderen aber auch mit der zunehmenden Solarstromerzeugung, deren Erzeugungsschwerpunkt im Sommer liegt.

Aus Schweden, Dänemark und Tschechien wird Strom importiert, nach Frankreich, Niederlande, Schweiz und Österreich exportiert: Der Stromaußenhandel mit den Nachbarländern in den Jahren 2016 und 2017 im Vergleich

Abbildung 4-2

	TWh 2016			TWh 2017		
	Import von	Export nach	Saldo	Import von	Export nach	Saldo
<b>Schweden</b>	1,2	0,8	-0,4	2,2	0,3	-1,9
<b>Österreich</b>	13,0	40,9	28,0	10,6	42,4	31,8
<b>Schweiz</b>	3,6	11,3	7,7	3,1	11,6	8,6
<b>Tschechien</b>	4,7	1,8	-2,9	7,7	5,1	-2,5
<b>Dänemark</b>	2,8	4,5	1,7	6,3	3,9	-2,3
<b>Frankreich</b>	4,6	14,0	9,4	3,8	17,5	13,7
<b>Niederlande</b>	1,1	10,1	9,1	1,2	10,7	9,6
<b>Polen</b>	0,8	0,2	-0,6	1,9	0,8	-1,0
<b>Luxemburg</b>	0,0	4,2	4,2	0,1	4,5	4,3
<b>Summe</b>	<b>31,7</b>	<b>87,8</b>	<b>56,1</b>	<b>36,7</b>	<b>96,9</b>	<b>60,2</b>

Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E 2018; es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt

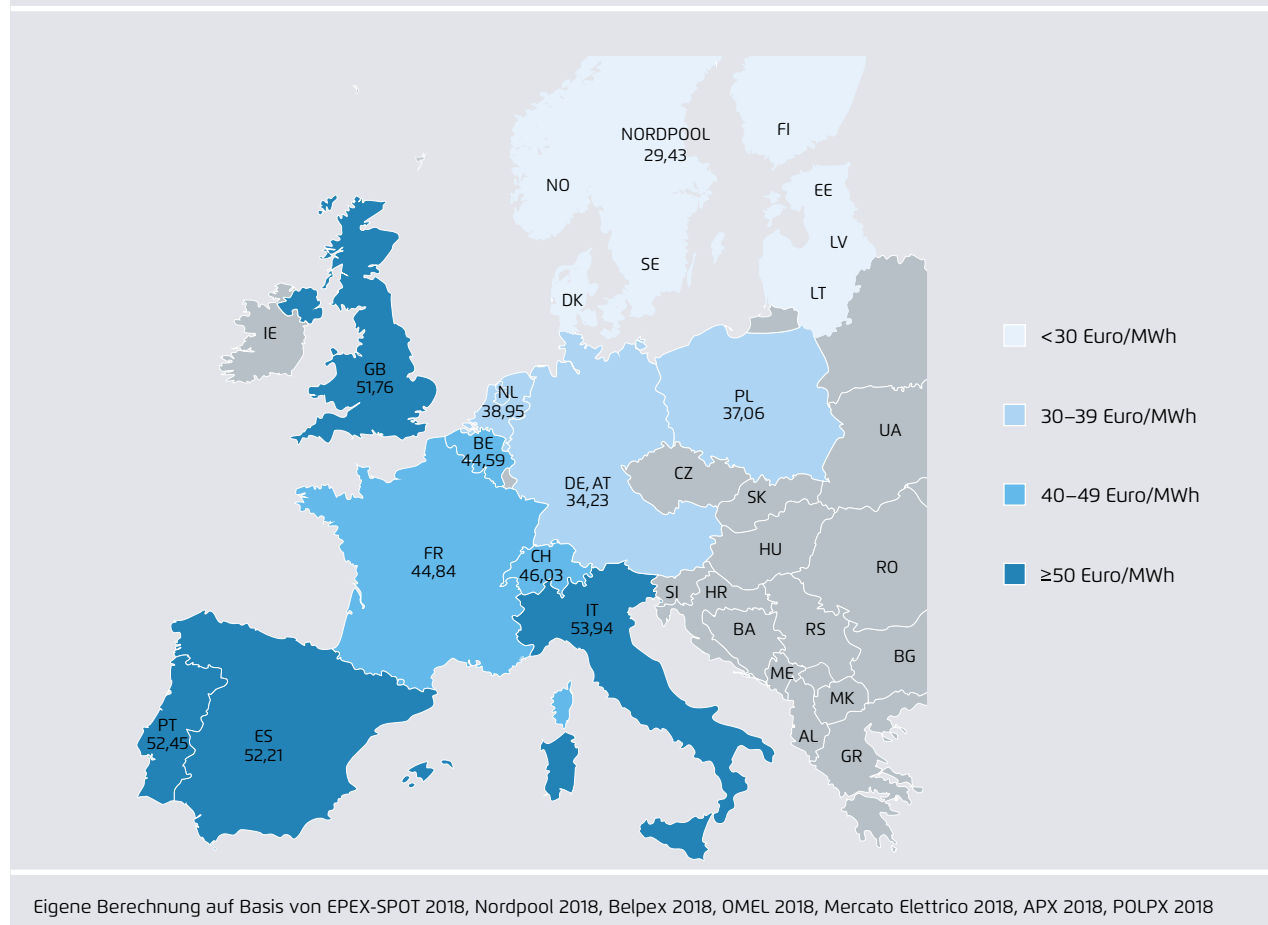
In Polen reagieren die Strompreise mit Abstand am wenigsten auf saisonale Änderungen. Ursachen hierfür sind der deutlich geringere Anteil Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und die homogene Struktur des konventionellen Kraftwerksparks, der zu nahezu 90 Prozent aus Kohlekraftwerken mit ähnlichen Kostenstrukturen besteht. Die Rolle der Photovoltaik ist in Polen von allen Ländern, abgesehen von Skandinavien, mit Abstand am wenigsten ausgeprägt.

Ein Sonderfall ist die Strompreissituation in Großbritannien. Trotz eines hohem Anteils von Windenergie und niedrigen Gaspreisen liegen die Börsenstrompreise dort gleichauf mit der Spitzengruppe mit Italien, Spanien oder Portugal. Ursache ist der CO<sub>2</sub>-Mindest-

preis von 18 Pfund pro Tonne CO<sub>2</sub>, der in Großbritannien zusätzlich zum EU-Emissionshandelspreis erhoben wird. Dieser Aufschlag verteuert die fossilen Energien am Strommarkt. Infolgedessen ist der Anteil der Kohlestromerzeugung in Großbritannien in den vergangenen Jahren deutlich zurückgegangen. Zudem schließt sich die Finanzierungslücke zwischen den Vollkosten der Erneuerbaren Energien und dem Stromgroßhandelspreis merklich. An dem Beispiel Großbritannien lässt sich erkennen, wie sich ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im EU-Emissionshandel von 30 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> auswirken würde: Der Strompreis würde an der Börse um etwa 2 Cent je Kilowattstunde steigen, im Gegenzug würden die CO<sub>2e</sub>-Emissionen aus der Kohleverstromung deutlich sinken.

Deutschland hat die zweitniedrigsten Börsenstrompreise in Europa:  
Die Großhandelsstrompreise der europäischen Nachbarstaaten im Vergleich

Abbildung 4-3







## 5 Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland

### 5.1 Energiepreise auf dem Weltmarkt

Die Grenzübergangpreise für die fossilen Brennstoffe Öl und Gas legten im Jahr 2017 zwar leicht zu, liegen jedoch noch immer auf einem historisch niedrigen Niveau. Im Vergleich zu den Spitzenjahren 2012 und 2013 waren die Preise für Öl und Gas im internationalen Handel weiterhin sehr moderat (siehe Abbildung 5-1). Die Angebotssituation von Öl und Gas auf dem Weltmarkt war weiterhin entspannt. In Nordamerika ist ein Ende der wachsenden Förderung von Öl und Gas mittels Fracking nicht in Sicht, so dass langfristige globale Versorgungsengpässe auch in Zukunft eher unwahrscheinlich sind. Beim Rohöl trugen die Förderkürzungen der OPEC-Staaten in der zweiten Jahreshälfte 2017 zwar zu einer Straffung der

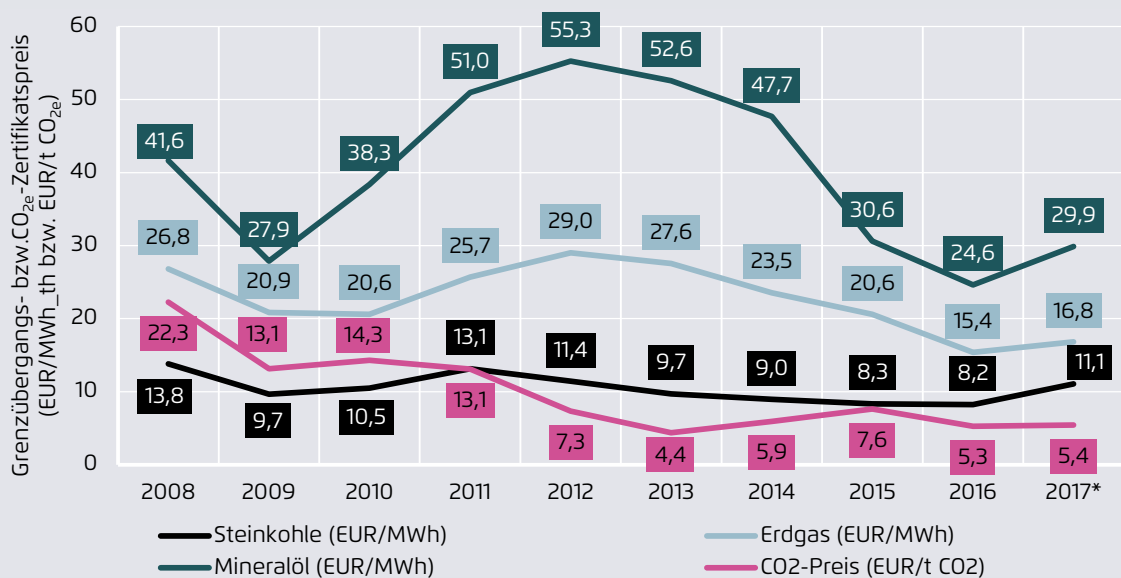
Situation und damit zu einer Preissteigerung bei, von Anfang November an steigen die Rohölpreise jedoch wieder. Der Anstieg des Euro-Wechselkurses im Vergleich zum US-Dollar von 1,06 im Januar 2017 auf 1,18 im Dezember<sup>9</sup> verringerte zudem den unterjährigen Preisanstieg des in Dollar gehandelten Rohöls für den Euroraum.

Steinkohle verteuerte sich im Welthandel im Jahr 2017 im Vergleich zu Rohöl und Erdgas deutlich. Auslöser hierfür waren hauptsächlich steigende Kohleimporte Chinas. Das Land schloss unwirtschaftliche und für die Bergarbeiter unsichere Bergwerke und kaufte stattdessen mehr Kohle auf dem Weltmarkt ein. Dies

9 Bundesbank 2017

Die Preise für fossile Energieträger und CO<sub>2</sub> steigen leicht, bleiben aber insgesamt niedrig: Importpreise für Erdgas, Steinkohle und Mineralöle, sowie Zertifikatspreis für CO<sub>2e</sub>

Abbildung 5-1



BAFA 2017a, BAFA 2017b, BAFA 2017c, DEHSt 2017, eigene Berechnungen, \*vorläufige Angaben

führte zu deutlich steigenden Preisen für Kohle, aber auch zu steigenden Frachtraten für Kohle in der internationalen Seeschifffahrt. Der Preisanstieg wurde durch den günstigen Wechselkurs des Euros im Verhältnis zum US-Dollar leicht abgefedert.

Der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europäischen Emissionshandel (ETS) lag im Jahr 2017 im Durchschnitt auf einem niedrigem Niveau von gut 5 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>. Der minimale Preisanstieg im Jahresmittel gegenüber 2016 resultiert aus Entwicklungen am Jahresende: Die Verhandlungen zur Reform des EU-Emissionshandels mit einer Stärkung der Marktstabilitätsreserve, der Löschung nicht versteigert Zertifikate und der stärkeren Absenkung der jährlichen Emissionsmenge lösten im vierten Quartal 2017 einen leichten Preisanstieg aus. Zum Ende des Jahres betrug der CO<sub>2</sub>-Preis etwa 7 Euro je Tonne. Auch dieses Niveau lag deutlich unter den vom Umweltbundesamt bezifferten CO<sub>2</sub>-Schadenskosten von 40 bis 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>.

## 5.2 Strompreis-Entwicklung

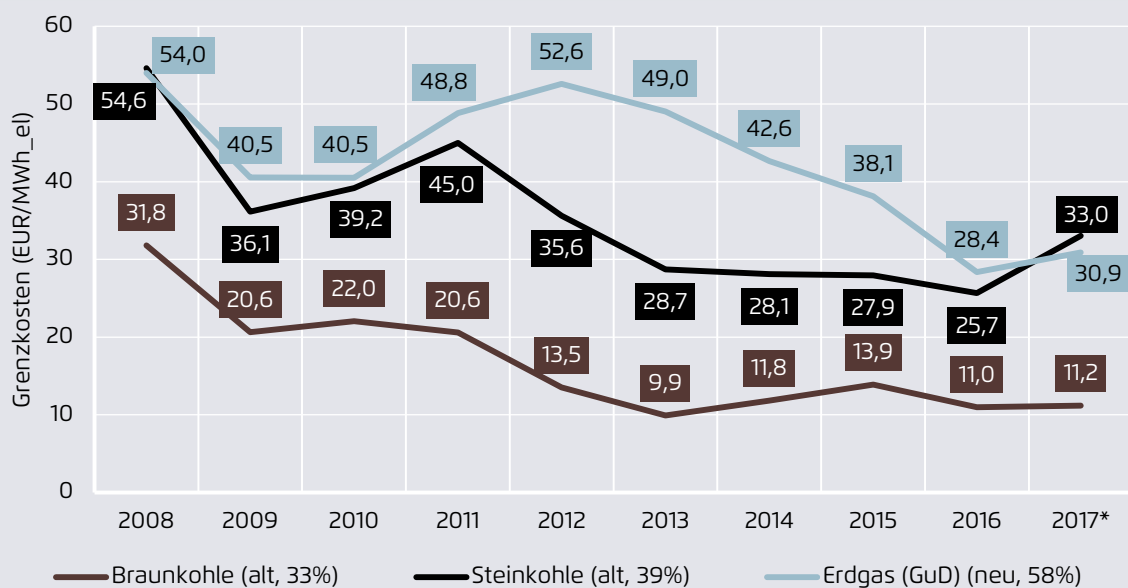
Die im Verhältnis zu den Gaspreisen stärker gestiegenen Preise für Steinkohle haben 2017 dazu geführt, dass neue Gaskraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 56 Prozent im Jahresmittel günstiger Strom produziert als ältere Steinkohlenkraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 38 Prozent (siehe Abbildung 5-2). Der Trend der besseren Wirtschaftlichkeit der Gas- im Vergleich zur Steinkohleverstromung hat sich also auch 2017 fortgesetzt. Bestimmt wird die Entwicklung, wie im Vorjahr, von der Höhe der Gaspreise im Verhältnis zur Höhe der Kohlepreise. Impulse aus der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise waren nach wie vor nicht zu verzeichnen.

Die Entwicklung der Grenzkosten der Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas im Verhältnis zur Braunkohle verdeutlicht auch, dass sich die wirtschaftliche Situation für die Braunkohle wieder verbessert hat. Denn Gas- und Steinkohlekraftwerke setzten

Neue Gaskraftwerke erstmals seit 10 Jahren wettbewerbsfähiger als alte Steinkohlekraftwerke:

Grenzkosten für neue Erdgas-, alte Braunkohle- und alte Steinkohlekraftwerke

Abbildung 5-2



BAFA 2017a, BAFA 2017b, DEHSt 2017/2006, Öko-Institut 2017a, \*eigene Berechnungen, Wirkungsgrad in Klammern

mehrheitlich den Preis im deutschen Strommarkt und bestimmten somit die Erlöse der Braunkohlekraftwerke. Diese Entwicklung macht klar: Sollen die Klimaziele 2020 und 2030 erreicht werden, muss entweder eine wirksame Bepreisung von CO<sub>2</sub> erfolgen oder die Braunkohleverstromung in Deutschland muss mit anderen Instrumente reduziert werden.

Die steigenden Brennstoffpreise waren die Hauptursache für die steigenden Strompreise im Großhandel an der Strombörse. Im Jahresmittel legten die Preise für Baseload-Strom (das heißt rund um die Uhr zu beziehender Strom) für das nächste Lieferjahr in Deutschland gegenüber 2016 um mehr als 20 Prozent zu. Sie lagen wieder in etwa auf dem Niveau des Jahres 2015. Damit scheint die Talsohle der niedrigen Großhandelsstrompreise durchschritten zu sein (siehe Abbildung 5-3).

Der Anstieg der Großhandelspreise um 5 Euro je Megawattstunde im Jahresdurchschnitt seit 2016

wurde auch durch die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken begünstigt. Etwa 5.000 Megawatt an konventioneller Kraftwerkskapazität wurden im Jahr 2016 und 2017 in Summe über alle Energieträger hinweg vom Markt genommen (siehe 1.3). Neben der Sicherheitsbereitschaft der Braunkohlekraftwerke (900 Megawatt) wurden überwiegend Kohle- und Gaskraftwerke aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit durch die niedrigen Strompreise stillgelegt. Gedämpft wurde der Preisanstieg an der Strombörse im Jahr 2017 durch das Rekordjahr bei den Erneuerbaren Energien, die immer häufiger große Teile der Stromversorgung in Deutschland übernahmen und dadurch an immer mehr Stunden des Jahres für sehr niedrige Strompreise im Großhandel sorgten (siehe 1.1).

Der Aufwärtstrend bei den Brennstoffpreisen prägte auch die Entwicklung der Strompreise für künftige Lieferjahre nach 2018. Für die Lieferjahre 2018 bis 2021, für die schon Strommengen an der Börse

Nach dem absoluten Tief von 2016 steigen die Börsenstrompreise wieder leicht an:  
Rollierender Jahresfuture 2007–2017

Abbildung 5-3



Eigene Berechnung auf Basis von EEX 2018

gehandelt werden, sind die Notierungen mit dem Anstieg der Steinkohle- und CO<sub>2e</sub>-Preise im Jahresverlauf deutlich gestiegen (siehe Abbildung 5-4). Im Jahresverlauf konnte jedoch eine Verschiebung in den Notierungen beobachtet werden: Bis Mitte Oktober war der Jahresfuture 2018 der am teuersten gehandelte Strom. Mit Beginn der konkreten Verhandlungen über vorzeitige Stilllegungen weiterer Kohlekraftwerken im Jahr 2020 im Rahmen der Jamaika-Sondierungen wendete sich das Blatt: Die am teuersten gehandelten Jahresprodukte wurden jene für die Jahre 2020 und 2021. Ihre Preise reichten in der Spitze an die Marke von 39 Euro je Megawattstunde heran, sie lagen damit rund 5 bis 6 Euro über den Preisen zu Beginn der Sondierungen.

Diese Entwicklung verdeutlicht, welchen Preiseffekt die Händler an der Strombörse im Fall einer bis 2020 deutlich verringerten Kohlestromerzeugung erwarten: Der Strompreisanstieg bei einer Stilllegung von bis zu 8,5 Gigawatt an Kohlekraftwerken im Jahr 2020

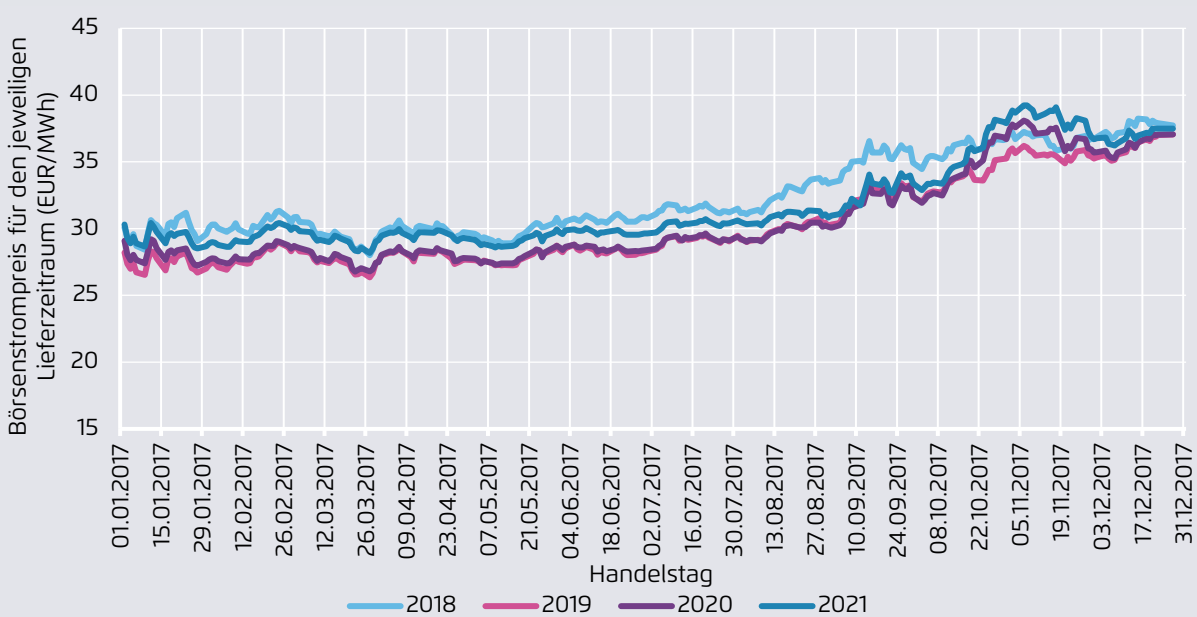
würde demnach bei etwa 5 bis 6 Euro je Megawattstunde liegen. Mit dem Ende der Jamaikasondierungen stellte sich das vorherige Bild wieder ein, Strom zur Lieferung in den Jahren 2020 und 2021 wurde wieder günstiger als für das Jahr 2018 gehandelt.

### 5.3 Einfluss auf Beschaffungskosten und Endkundenpreise

Die Summe aus Strombeschaffungskosten und EEG-Umlage ist im Jahr 2017 für das Jahr 2018 leicht gestiegen. Die Beschaffungskosten werden dabei vereinfacht als Mittelwert der im Jahr 2017 gehandelten Futures für die Stromlieferung im Jahr 2018 abgebildet. Dabei werden für die Berechnung 70 Prozent des Futures für Base (täglich 0–24 Uhr) und 30 Prozent für die Lieferung Peak (werktags 8–20 Uhr) angesetzt. Die steigenden Preise im Stromgroßhandel des vergangenen Jahres bedingen unter anderem, dass die EEG-Umlage im Jahr 2018 sogar leicht sinkt.

Strom kann weit in die Zukunft für unter 4 Cent pro kWh eingekauft werden:  
Future-Preise im Handelsjahr 2017 für die Jahre 2018–2021

Abbildung 5-4



EEX 2018

Die höheren Vermarktungserlöse für Erneuerbaren Strom im Jahr 2017 haben zudem dazu geführt, dass der Stand des EEG-Kontos zum Stichtag 30. September 2017 auf 3,3 Milliarden Euro anwuchs.<sup>10</sup> Daher können die steigenden Beschaffungskosten für Strom im Großhandel 2018 teilweise durch eine minimal sinkende EEG-Umlage kompensiert werden (siehe Abbildung 5-5).

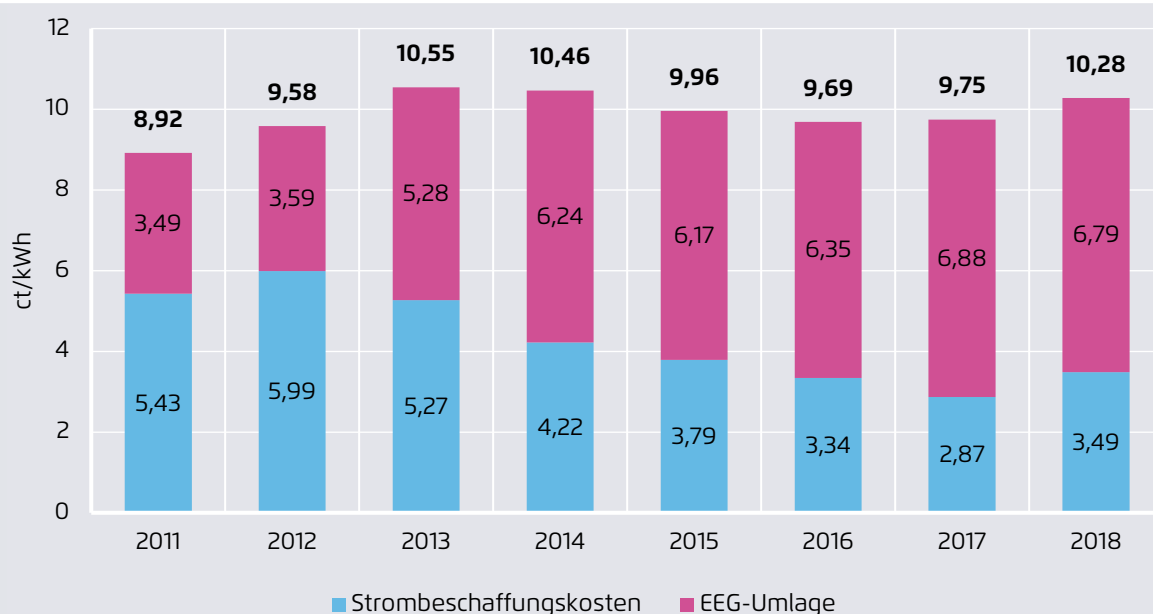
Die Haushaltsstrompreise werden im Jahr 2018 ebenfalls leicht steigen. Für einen 4-Personen-Haushalt mit einem jährlichen Strombedarf von 3.500 Kilowattstunden werden sie im Mittel die Marke von 30 Cent je Kilowattstunde überschreiten (siehe Abbildung 5-6). Im Jahr 2018 wird dieser Haushalt demnach etwa 15 Euro mehr für Strom ausgeben müssen als 2017. Neben den gestiegenen Strombeschaffungskosten legen auch die Netzentgelte im Durchschnitt um etwa 2 Prozent zu. Bei den Netzent-

gelten führen insbesondere höhere Ausgaben für den Netzausbau und für die Betriebsmittel zur Integration der Erneuerbaren Stromerzeugung seit 10 Jahren zu kontinuierlichen leichten Kostensteigerungen. Die Haftungsumlage für die Offshore-Windenergie, über die zukünftig auch die Netzanbindungskosten für die Offshore-Anlagen gewälzt wird, steigt dadurch ebenfalls an. Alle anderen Preisbestandteile wie KWK-Umlage, Konzessionsabgaben und Stromsteuer bleiben unverändert.

<sup>10</sup> Übertragungsnetzbetreiber 2017b

Leichter Anstieg bei den Strombeschaffungskosten übertrifft den Rückgang der EEG-Umlage:  
Strombeschaffungskosten und EEG-Umlage 2011–2017

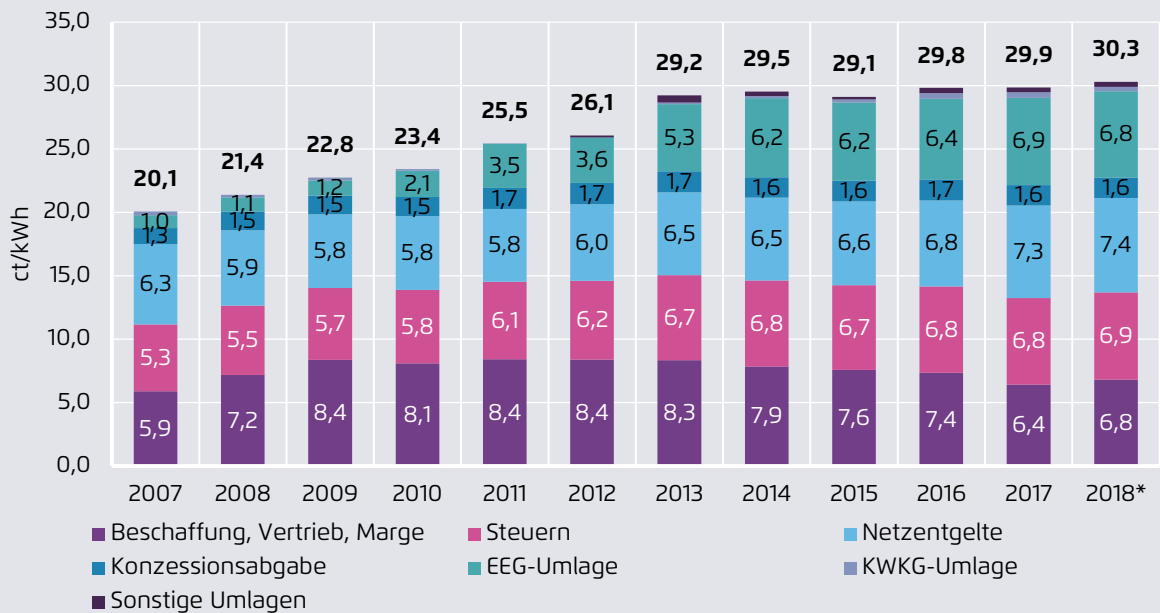
Abbildung 5-5



EEX 2018, Bundesnetzagentur 2017c, \*70 Prozent Frontjahresfuture (Base), 30 Prozent Frontjahresfuture (Peak)

Die Stromkosten für private Haushalte steigen 2018 leicht um 1,4 Prozent:  
Haushaltsstrompreise 2007–2018

Abbildung 5-6



Bundesnetzagentur 2017c, \*eigene Schätzung auf Basis von Übertragungsnetzbetreiber 2017a

## 6 Negative Strompreise und Flexibilität

Die Strompreise im Großhandel (Day-ahead) waren im Jahr 2017 deutlich volatiler als in den Jahren zuvor. In der Spitze lag der höchste Preis aus deutschen Strommarkt im Tagesmittel bei 102 Euro je Megawattstunde (am 24. Januar), während der günstigste Tag des Jahres am 29. Oktober einen Strompreis von rund minus 52 Euro je Megawattstunde zeigte (siehe Abbildung 6-1).

Die Entwicklung der Volatilität der Strompreise ist ein eindeutiges Signal für einen steigenden Flexibilitätsbedarf mit wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Die Preisspitzen waren gekennzeichnet von Situationen mit niedriger Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien bei gleichzeitig hohem Strombedarf. Im Januar 2017 traf eine solche Situation zusammen mit einer im Mittel geringen Verfügbarkeit der Kernkraftwerke Zentraleuropas,

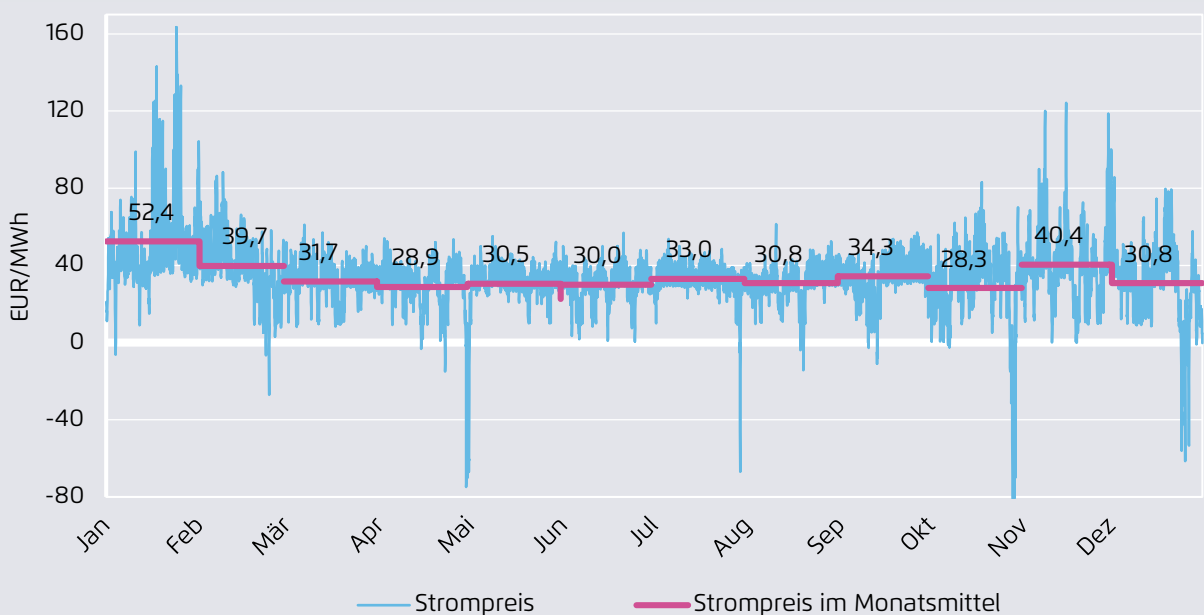
was zu dem mit Abstand höchsten Monatsmittelwert von über 52 Euro je Megawattstunde führte. Systematische Versorgungsengpässe waren allerdings trotz dieses Zusammentreffens von hohem Strombedarf, niedriger Erneuerbarer-Energien-Erzeugung und Ausfällen bei den konventionellen Erzeugern nicht in Sicht (siehe 9.1).

Hohe Einspeisung von Windkraftanlagen in Kombination mit einer vergleichsweise geringen Nachfrage sorgte wiederum in den Monaten April und Oktober für die geringsten monatlichen Durchschnittspreise von weniger als 30 Euro je Megawattstunde.

Die Abbildung 6-1 verdeutlicht ebenfalls den saisonalen Charakter des Strommarkts. Höhere Preise traten zumeist im Winter bei niedrigen Temperaturen und hoher Nachfrage auf, während in den Sommermona-

Die Strompreise sind niedrig im Sommer (bei viel Sonne) und bei viel Wind (Oktober/Dezember): Stündliche Börsenstrompreise 2017

Abbildung 6-1



EPEX-SPOT 2018a

ten 2017 der Bedarf niedriger war und in Kombination mit der saisonal bedingt höheren Solarstromproduktion eher geringe Preise zu Stande kamen.

Der Rekord der Erneuerbaren-Erzeugung im Jahr 2017 trug dazu bei, dass mit 146 Stunden die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Vergleich zum Jahr 2016 wieder deutlich anstieg (siehe Abbildung 6-2). Auch der mittlere Wert der negativen Strompreise stieg im Jahr 2017 an. Mit rund minus 27 Euro je Megawattstunde wurde hier – mit Ausnahme des Jahres 2012, als der Markt auf diese Ereignisse noch weitgehend unvorbereitet war – ein neuer Rekordwert erzielt. Der niedrigste Preis des Jahres war jedoch mit minus 83 Euro je Megawattstunde nicht so extrem wie im Vorjahr. Dies zeigt, dass die Akteure im Markt immer besser verstehen, mit solchen Situationen umzugehen. Sie reduzieren die konventionelle Stromerzeugung möglichst weit, drosseln die Erzeugung von KWK-Anlagen, weil andere Wärmequellen wie Speicher oder Windheizer die Wärme

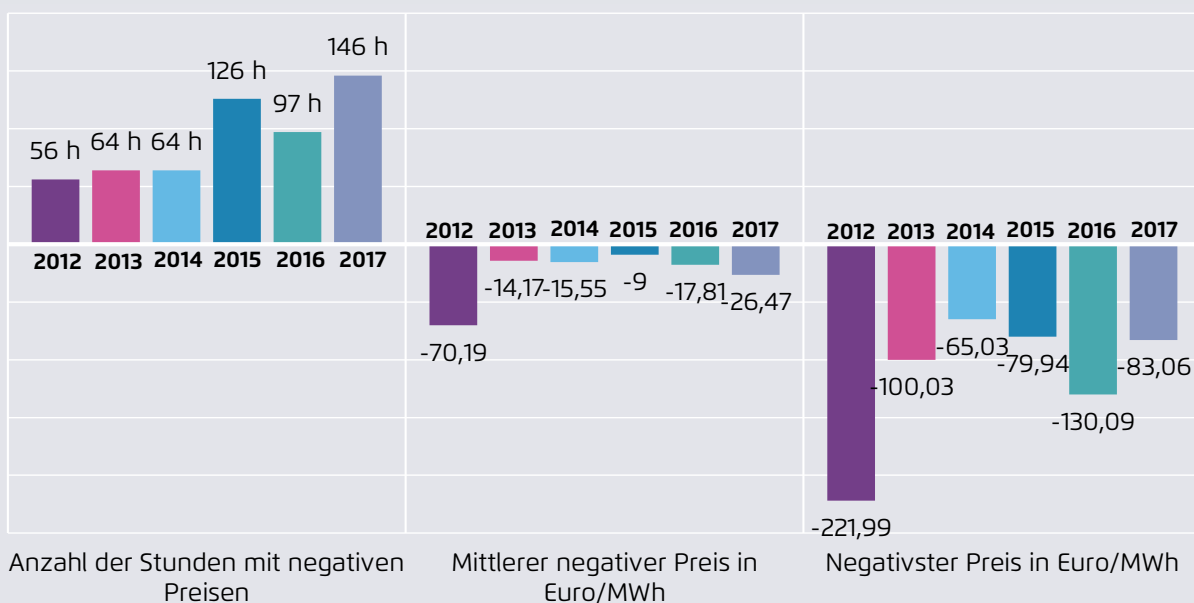
bereitstellen, stellen Regelleistung vermehrt durch neue Technologien wie Batterien und Industrieanlagen bereit und legen nicht zuletzt konventionelle Kraftwerke technisch immer flexibler aus (siehe 9.2). Insgesamt verdeutlicht die Entwicklung im Jahr 2017, dass der Flexibilitätsbedarf mit zunehmenden Anteilen Erneuerbarer Energien weiter steigen wird, die Akteure diese Entwicklung jedoch verstehen und sich entsprechend daran anpassen.

Die Flexibilitätsanforderungen im Strommarkt nehmen jedoch nicht nur in Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien zu. Ein Blick auf die teuersten und günstigsten Stunden der Stromjahre in der Vergangenheit zeigt (siehe Abbildung 6-3), dass die Flexibilitätsanforderungen auch durch die Stromnachfrage und die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke getrieben werden.

Nachdem der Strompreis im Großhandel in den Jahren von 2012 bis 2014 immer geringere Aus-

Der Flexibilitätsbedarf steigt mit zunehmenden Erneuerbaren Energien:  
Auswertung der Stunden mit negativen Strompreisen 2017

Abbildung 6-2



EPEX-SPOT 2018a



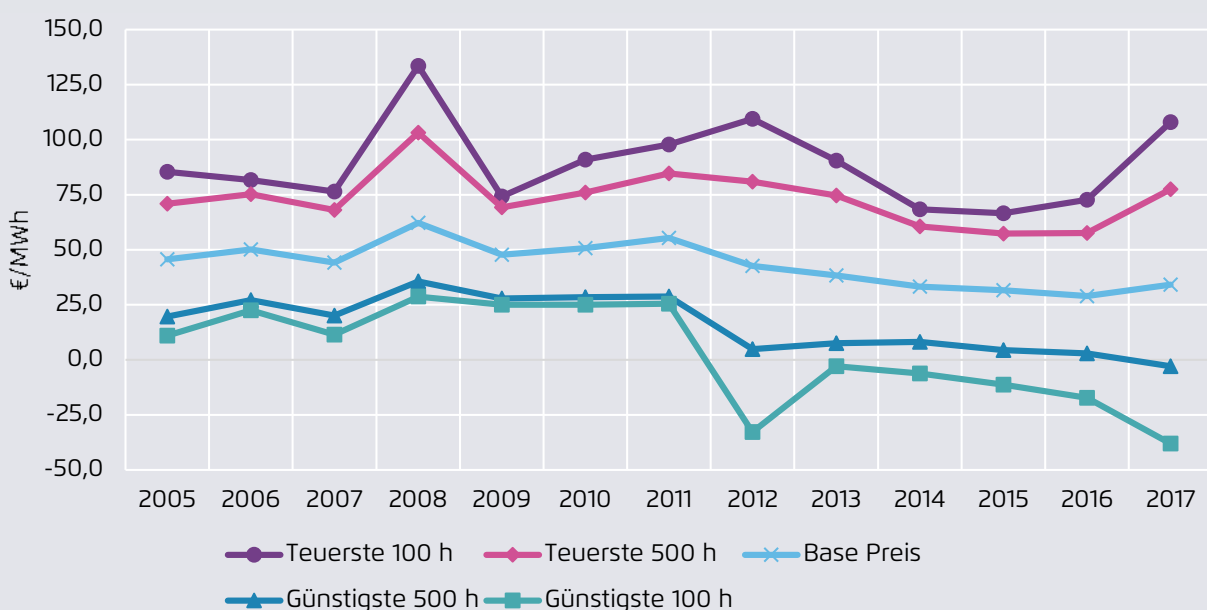
schläge zeigte, kehrte sich diese Entwicklung von 2014 an kontinuierlich um und wurde im Jahr 2017 sehr deutlich sichtbar: Der Unterschied zwischen den höchsten und den niedrigsten Preisen an einem Handelstag nahm wieder deutlich zu, zudem gibt es insgesamt über das Jahr gesehen deutlich mehr Stunden mit einerseits relativ hohen sowie andererseits relativ niedrigen Strompreisen. Die Ursachen hierfür sind vielfältiger Natur. Zunächst hat die installierte Leistung dargebotsabhängiger Erzeugung wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen deutlich zugenommen. Seit 2014 ist ihre installierte Leistung um mehr als 20 Gigawatt gestiegen. Auf der anderen Seite wurde die Leistung konventioneller Kraftwerke – Gas, Kohle und Kernenergie – seit 2014 um knapp 8 Gigawatt reduziert. In der Folge reagieren die Strompreise inzwischen deutlich stärker auf Wetterereignisse: Viel Wind und Sonne sorgen für niedrige Preise, wenig Wind und Sonne bei gleichzeitig niedrigen Temperaturen und hoher Nachfrage sorgen für hohe Preise. Gesellen sich dazu noch Ereignisse wie

die niedrige Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Zentraleuropa wie Anfang des Jahres 2017, entstehen Knappheiten am Strommarkt, die höhere Preise nach sich ziehen.

Noch deutlicher als im vortägigen Handel einzelner Lieferstunden zeigt sich die steigende Volatilität der Strompreise im untertägigen Handel (Intradayhandel). Im kontinuierlichen Intradayhandel kann Strom für noch kleinere Zeitintervalle bis hin zur Viertelstundelieferung gehandelt werden und seit Mitte 2017 an der Strombörse EPEX noch kurzfristiger, nämlich bis zu 5 Minuten vor Beginn der Lieferviertelstunde. Mit dieser Verkürzung der Vorlaufzeit rückt der Handel an eine Echtzeitbepricing heran und trägt so den Flexibilitätsanforderungen Rechnung. Über 1.300 Viertelstunden (insgesamt also knapp 14 Tage) des Jahres 2017 wurden in den relevanten letzten drei Handelstunden vor Lieferung (ID<sub>3</sub>) zu negativen Preisen gehandelt, was einem Anstieg von mehr als 40 Prozent gegenüber 2016

Die Strompreisausschläge an der Börse nehmen zu:  
Teuerste und billigste Stunden an der Strombörse 2017

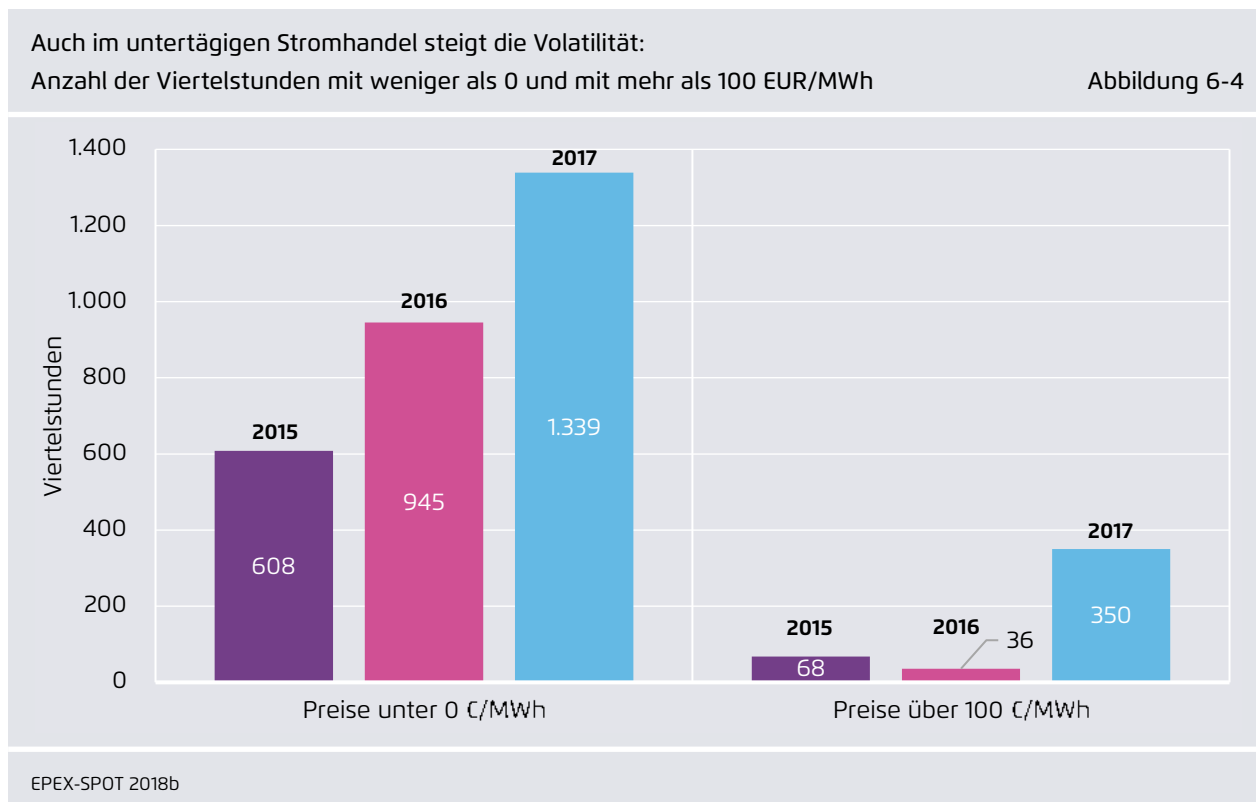
Abbildung 6-3



EPEX-SPOT 2018a

entspricht (siehe Abbildung 6-4). Mit 350 Viertelstunden, die in 2017 über 100 Euro die Megawattstunde gehandelt wurden, vergrößerte sich auf der anderen Seite die Anzahl der hochpreisigen Viertelstunden um rund den Faktor 10 gegenüber dem Vorjahr.

Aus dieser Spreizung der Strompreise ergeben sich die Räume für neue Geschäftsmodelle, die Angebot und Nachfrage in einer stark erneuerbar geprägten Stromwelt zusammenbringen und die zunehmende Komplexität des Strommarktes für den Kunden handhabbar gestalten. Insbesondere Strom- und Wärmespeicher sowie die Flexibilisierung der Stromnachfrage werden hierbei eine Schlüsselrolle bekommen. Das Jahr 2017 lieferte mit seiner überdurchschnittlichen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und der zeitweilig geringen – für die Versorgungssicherheit jedoch unkritischen – Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke einen Vorgeschmack auf einen Strommarkt, der in naher Zukunft Alltag sein wird.



## 7 Kosten

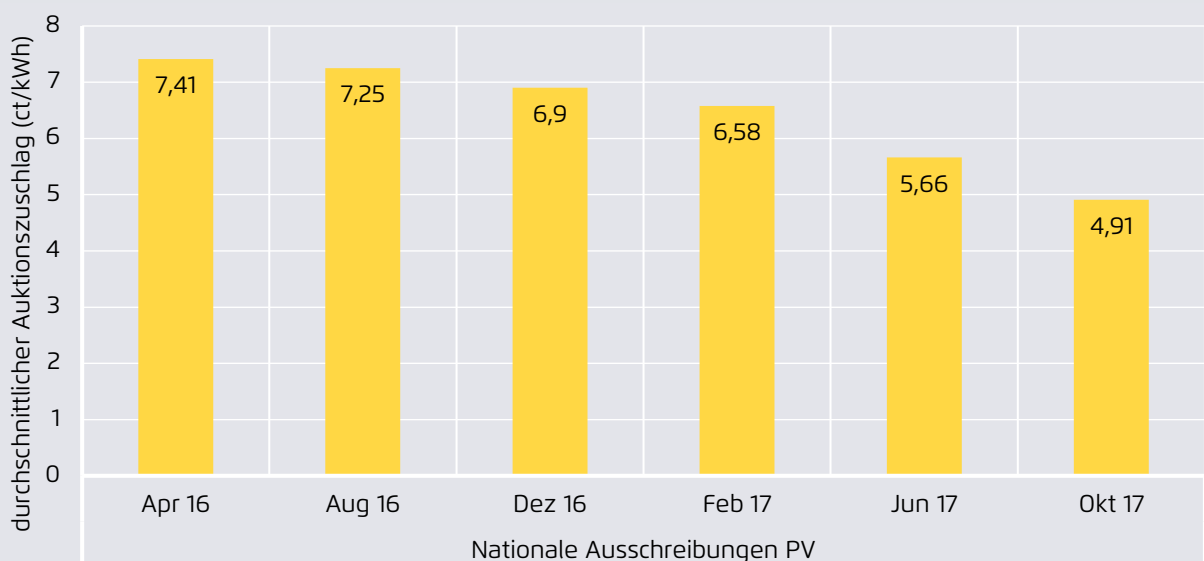
### 7.1 Ausschreibungsergebnisse Erneuerbare Energien

Am 1. Januar 2017 ist das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft getreten. Dessen maßgebliche Änderung besteht in der Umstellung der Vergütungsermittlung für die Erneuerbaren Energien: weg von der gesetzlich festgeschriebenen Einspeisevergütungen hin zur Ermittlung garantierter Mindestvergütungen über Ausschreibungen. Das Ziel dieser Regelung ist, den Anlagenzubau möglichst kostenoptimal zu steuern. Zudem wird über die Ausschreibungsmenge der jährliche Gesamtzubau an Erneuerbaren-Energien-Anlagen reguliert. Aufgrund von im Gesetz verankerten De-minimis-Regelungen sowie der gesetzten Förderschwerpunkte fallen insbesondere Windkraft- und große Solaranlagen sowie Biomasse-Anlagen unter die Änderungen.

Für **Solar-Freiflächenanlagen** hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 drei Auktionen mit einem Volumen von je 200 Megawatt durchgeführt. Alle drei Auktionen waren deutlich überzeichnet. Von Auktion zu Auktion nahmen die durchschnittlichen, mengen-gewichteten Zuschlagswerte jeweils deutlich ab: Sie sanken von 6,58 Cent pro Kilowattstunde im Februar 2017 auf 4,91 Cent pro Kilowattstunde Ende 2017 – das entspricht einer Reduktion von 25 Prozent. Damit setzte sich eine schon im Vorjahr begonnene Entwicklung fort (siehe Abbildung 7-1). Diese verläuft parallel zur weltweiten Entwicklung; auch international sind stetig fallende Einspeisevergütungen beziehungsweise Auktionsergebnisse für Solarstrom zu beobachten. Die Treiber dahinter sind vielfältiger Natur. Sie reichen von geringeren Erwartungen an die interne Rendite der Solarstromanlagen aufgrund eines insgesamt geringen Zinsniveaus im Euro- und

Solarstrom wird immer günstiger und benötigt nur noch eine Vergütung von 5 Cent pro Kilowattstunde: Durchschnittliche Auktionsergebnisse der PV-Ausschreibungen 2016–2017

Abbildung 7-1



Bundesnetzagentur 2017d

Dollarraum, über Skaleneffekte in der Produktion von Solaranlagen-Komponenten bis hin zu sinkenden Technologiekosten.

Für **Windkraft Onshore** wurden im vergangenen Jahr ebenfalls drei Ausschreibungsrunden über 800 Megawatt (Mai 2017) beziehungsweise jeweils 1.000 Megawatt Leistung (August und November 2017) durchgeführt. Auch diese Auktionen waren deutlich überzeichnet; die stark degressive Entwicklung der durchschnittlichen Mindestvergütung ähnelt den Ausschreibungen für Solarfreiflächenanlagen. So ist die zu zahlende Vergütung für eingespeisten Strom bei der Onshore-Windkraft auf nunmehr 3,82 Cent pro Kilowattstunde gesunken (siehe Abbildung 7-2). Für Diskussionen sorgte vor allem, dass bei den Ausschreibungen fast ausschließlich so genannte Bürgerenergieanlagen bezuschlagt wurden. Für diese muss zum Zeitpunkt der Auktion noch keine Genehmigung nach dem Bundesimmis-sionsschutzgesetz vorliegen (frühe Ausschreibung) –

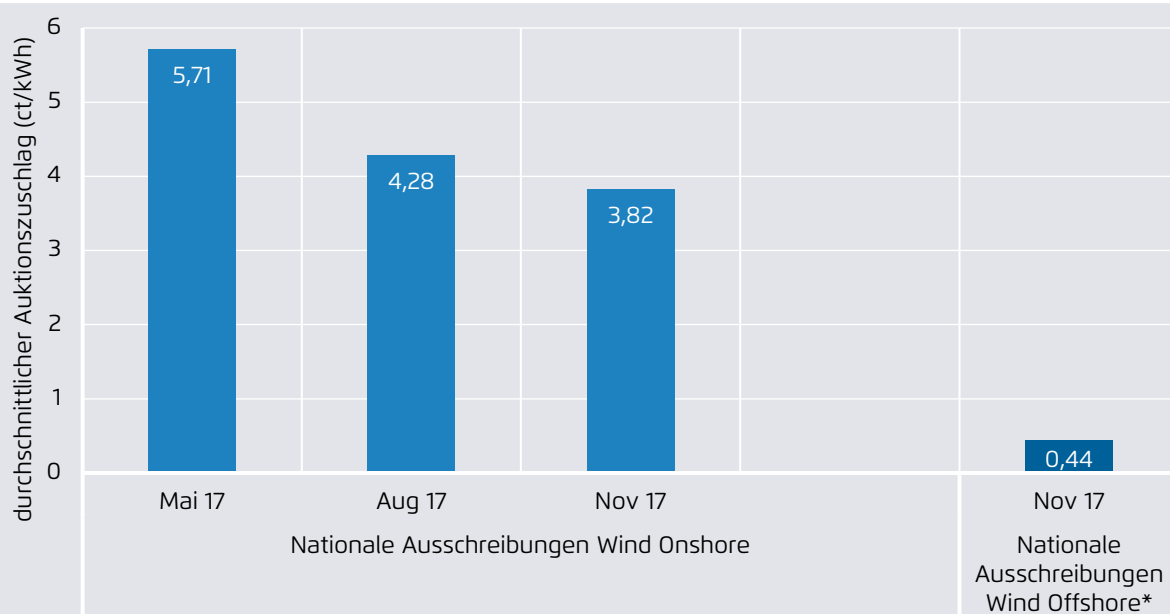
im Gegensatz zu den Windkraftprojekten anderer Anbieter (späte Ausschreibung). Aus diesem Grunde sind Bürgerwindanlagen mit deutlich längeren Realisierungsfristen und auch mit Realisierungsunsicherheiten verbunden. Die niedrigen Gebote können daher Erwartungen an weiter sinkende Windanlagenpreise in der Zukunft widerspiegeln.

Während die Kostensenkungen für Solar- und Onshore-Anlagen in ihrer Tendenz von Experten weitestgehend erwartet worden war, überraschten die Ausschreibungsergebnisse für **Offshore-Windkraft** im April 2017. Bei einem ausgeschriebenen Gesamtvolumen von 1.490 Megawatt beträgt die durchschnittlichen Mindestvergütung lediglich 0,44 Cent pro Kilowattstunde (zuzüglich ca. 3 Cent pro Kilowattstunde Netzanschlusskosten), deutlich weniger als erwartet. Hierbei wurden drei Projekte sogar mit 0 Cent pro Kilowattstunde bezuschlagt, eines mit 6 Cent pro Kilowattstunde.

Strom aus Windanlagen kommt inzwischen fast ohne Förderung aus:

Durchschnittliche Auktionsergebnisse der Ausschreibungen für Wind 2016–2017

Abbildung 7-2



\*exklusive Netzanschlusskosten (ca. 3 ct/kWh); Bundesnetzagentur 2017e, f

Mehrere Faktoren ermöglichen solche Gebote: Zuvor steht, dass die geplante Inbetriebnahme der bezuschlagten Offshore-Windkraftanlagen erst 2024/2025 erfolgt und dementsprechend auch die erst dann geltenden Technologie- und Marktbedingungen grundlegend für die Kalkulationen der Bieter waren. Hierzu zählen Erwartungen an steigende Großhandelshandelspreise am Strommarkt sowie sinkende spezifische Anlagenkosten, etwa durch neue Klassen von Offshore-Windkraft-Anlagen mit 10 bis 15 Megawatt Leistung. Auch ist bereits bei den bestehenden Offshore-Windparks in der Nordsee zu beobachten, dass die dortigen Anlagen höher ausgelastet sind als ursprünglich erwartet worden war. Festhalten lässt sich in jedem Fall, dass der durchschnittliche Zuschlagswert von 0,44 Cent pro Kilowattstunde nicht den Stromgestehungskosten von Offshore-Windkraft-Strom entspricht. Geht man davon aus, dass diese bei etwa 5 bis 6 Cent je Kilowattstunde liegen, dann sind die niedrigen Gebote Ausdruck der Erwartung, dass die zukünftigen Börsenstrompreise über diesem Niveau liegen werden.

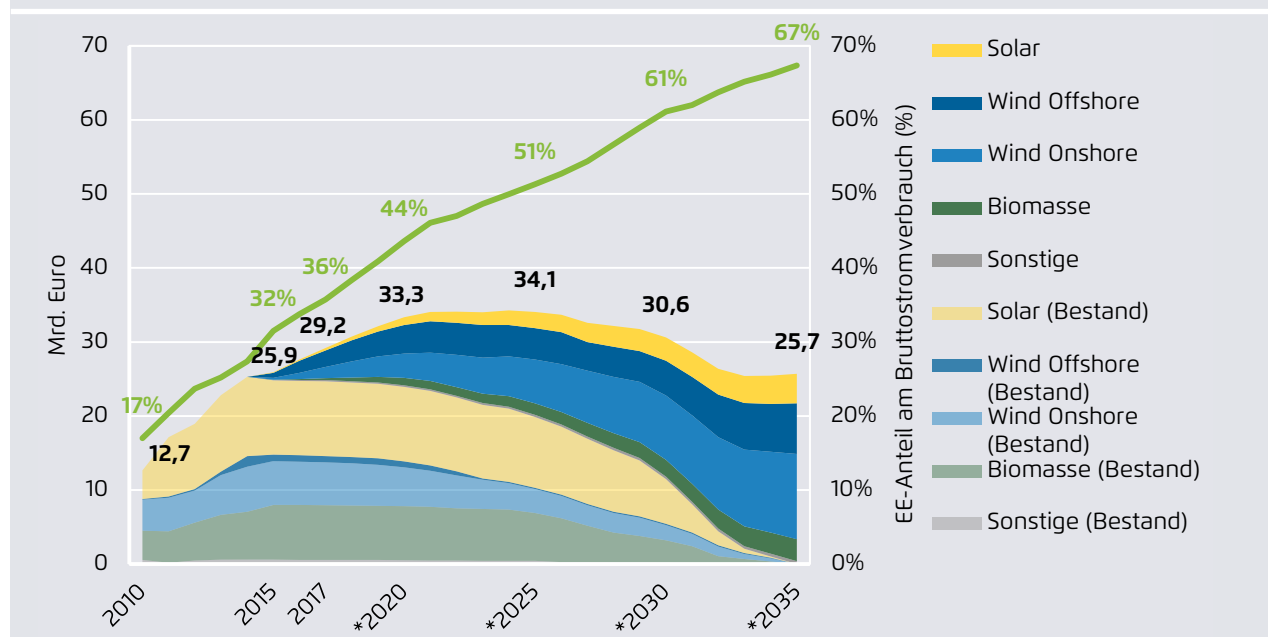
## 7.2 Gesamtkosten für die Förderung Erneuerbarer Energien

Die Kosten für die Förderung der Erneuerbaren Energien haben 2017 fast die Spitze des Kostenbergs erreicht. So stiegen die Vergütungsansprüche für Erneuerbaren-Energien-Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2017 um 1,6 Milliarden auf 29,2 Milliarden Euro (siehe Abbildung 7-3). Der Großteil geht dabei auf Onshore- und Offshore-Windkraft (jeweils 0,6 Millionen Euro) zurück, was mit dem Kapazitätszubau und der gestiegenen Windstromproduktion aufgrund besserer Windverhältnisse korrespondiert (siehe Kapitel 1).

Insgesamt dürften sich die Kosten der Erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren nur noch leicht steigern, auf maximal etwa 32 bis 33 Milliarden Euro Vergütungsansprüche Anfang der 2020er-Jahre. Danach sinken diese trotz steigender Erneuerbarer-Energien-Anteile bis 2035 deutlich ab. Die Gründe hierfür sind vielfältig:

Die Zahlungen für Erneuerbare Energien steigen nochmals an, der Kostenscheitel ist jedoch absehbar: Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber 2010–2035

Abbildung 7-3



\*eigene Projektion auf Basis von Öko-Institut 2017b

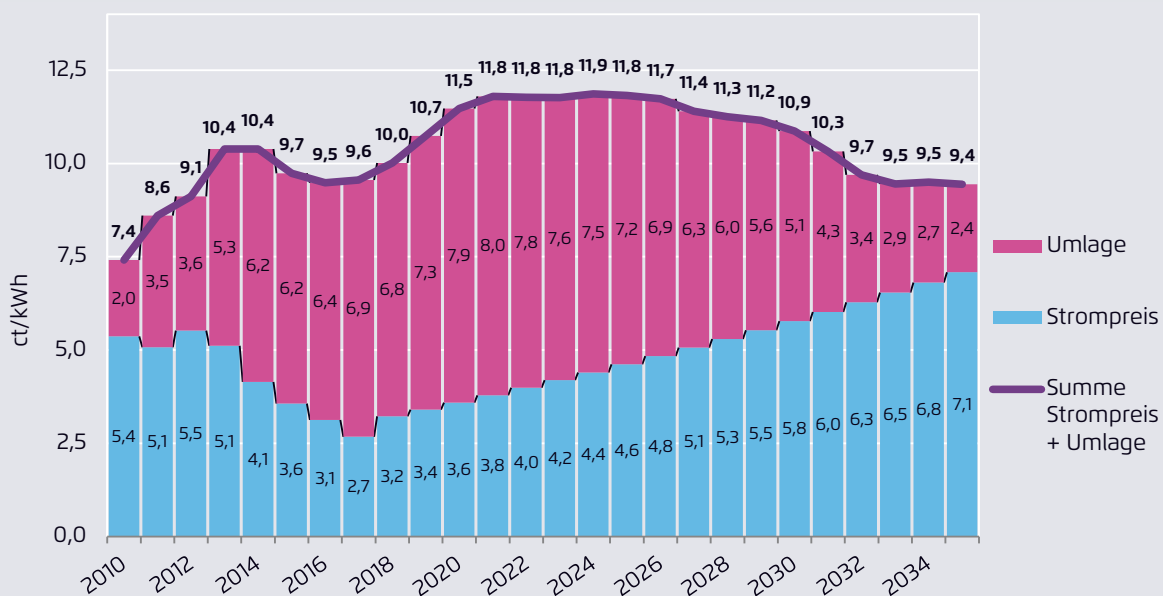
- Neue Erneuerbare-Energien-Anlagen sind sehr günstig (siehe oben). Der weitere Zubau mit Anlagen, die einen Zuschlag im Rahmen von Auktionen erhalten haben, fällt daher kostenmäßig kaum mehr ins Gewicht.
- Ab dem Jahr 2021 fallen die ersten Anlagen aus der Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, da sie dann die maximale Förderdauer von 20 Jahren erreicht haben. Von 2023 an gilt dies auch für die Windkraftanlagen (Offshore), die das Starter-Prämien-Modell mit nur 8 Jahren hoher Vergütung gewählt haben. Im Laufe der 2020er-Jahre werden daher teure Altanlagen aus dem EEG fallen und durch günstige Neuanlagen ersetzt.
- Wenn der EU-Emissionshandel im Laufe der 2020er-Jahre verstärkt greift, verteuert dies die Stromproduktion der fossilen Kraftwerke. Damit sinken dann auch für die Altanlagen bei den Erneuerbare Energien die Differenzkosten, das heißt die Mehrkosten der zugesagten Vergütung gegenüber dem Börsenstrompreis.

Im Ergebnis ist in den kommenden fünf Jahren – je nach prognostizierter Börsenpreisentwicklung – eine Erhöhung der EEG-Umlage um weitere 1 bis 2 Cent je Kilowattstunde zu erwarten, bis sie dann von 2023 an bis 2035 absinkt – trotz dann kontinuierlich weiter steigender Erneuerbarer-Energien-Anteile. Daran würde auch ein ambitionierterer Erneuerbare-Energien-Ausbaupfad als derzeit im EEG festgelegt, nichts ändern<sup>11</sup>, da neue Erneuerbare-Energien-Anlagen inzwischen auf dem Niveau heutiger Großhandelsstrompreise Strom liefern. Für diese stellt die Teilnahme an den EEG-Auktionen nur noch eine Absicherung gegen das Risiko niedriger Strombörsenpreise dar, die niedrige Kapitalkosten ermöglicht, wodurch wiederum erst die niedrigen Vollkosten realisiert werden können.

11 Für die Projektion in der Abbildung wurde eine Anhebung des EE-Ausbauziels auf mindestens 60 Prozent im Jahr 2030 unterstellt.

Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreisen stabilisiert sich Anfang der 2020er Jahre auf etwa 12 Cent pro Kilowattstunde – bei stetig steigenden Erneuerbaren-Anteilen:  
Strompreis (rollierender Jahresfuture Base) und EEG-Umlage 2010–2035

Abbildung 7-4



eigene Projektion auf Basis von Öko-Institut 2017b

## 8 Stimmung der Bevölkerung zur Energiewende

Innerhalb der Bevölkerung wird der Energiewende eine große Bedeutung beigemessen. Das zeigt die 2017 erstmals vorgenommene repräsentative Erhebung des Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). Im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende wurden 7.000 Haushalte nach ihrer Einstellung zur Energiewende befragt – eine im Vergleich zu anderen Umfragen sehr große Stichprobe. Dabei stellte sich heraus, dass 89 Prozent der Bevölkerung die Energiewende für richtig halten. Während sich davon 14 Prozent nicht direkt an der Energiewende beteiligen mochten, sahen sich 75 Prozent auch selbst in der Handlungspflicht. Sie betrachten die Energiewende als eine gesellschaftliche Gemeinschaftsaufgabe, zu der jeder einen Beitrag leisten sollte. Lediglich acht Prozent der Befragten gaben an, der Energiewende negativ gegenüberzustehen – fünf Prozent aufgrund der Energiepreise und ausrei-

chender Verfügbarkeit von Energie. Drei Prozent der Befragten hielten die Energiewende als Ganzes für falsch und lehnten jegliche Beteiligung ab.

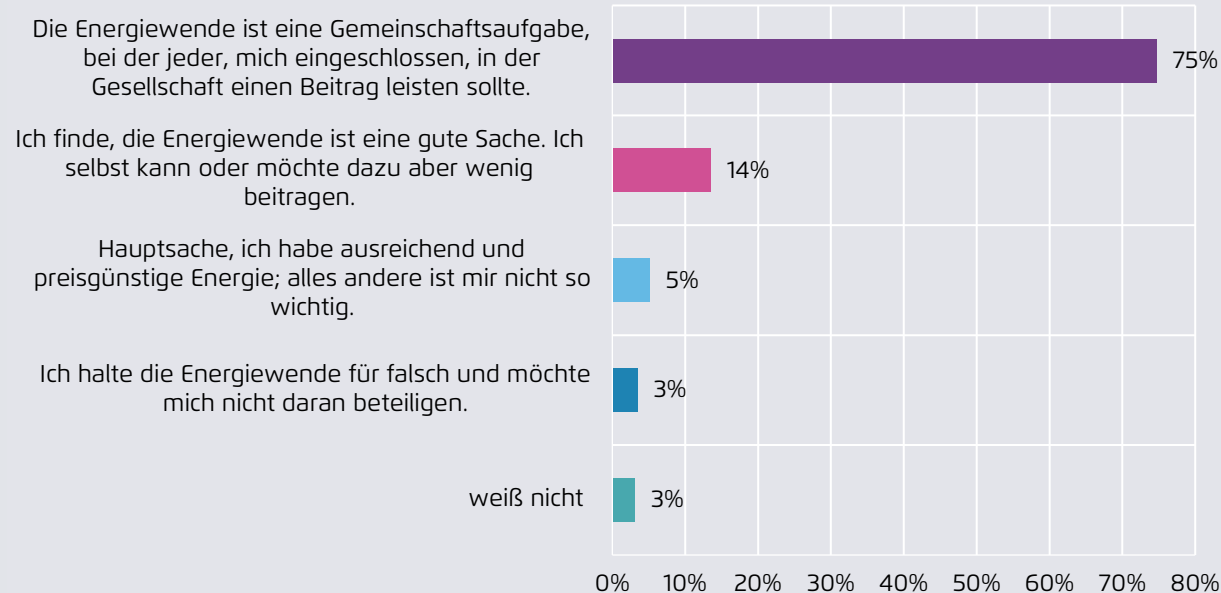
Fast die Hälfte (49 Prozent) sahen Defizite im Fortschritt und der Umsetzung der Energiewende. Deutlich weniger Befragungsteilnehmer erkannten dahingegen Erfolge. Nur 16 Prozent gaben an „eher zufrieden“ beziehungsweise „sehr zufrieden“ mit der Energiewende-Politik der Bundesregierung zu sein, wohingegen knapp ein Drittel (31 Prozent) der antwortenden Personen weder zufrieden noch unzufrieden waren.

Ein eindeutiges Meinungsbild ergab sich hinsichtlich der kostenbezogenen Auswirkungen der Energiewende. Der Aussage „Die Kosten der Energiewende tragen die kleinen Leute, die Wohlhabenderen und die Unternehmen profitieren davon“

90 Prozent der Bevölkerung halten die Energiewende für wichtig:

Einstellung zur Energiewende

Abbildung 8-1



IASS/dynamis 2017

stimmte die Mehrheit (67 Prozent) der Befragten „voll und ganz“ oder „eher“ zu. Ein deutlich kleinerer Anteil der Befragungsteilnehmer (13 Prozent) gab an, kein Ungleichgewicht der Kostenverteilung zu Lasten Einkommensschwächerer und zu Gunsten der Wirtschaft und den wohlhabenderen Schichten der Bevölkerung zu sehen.

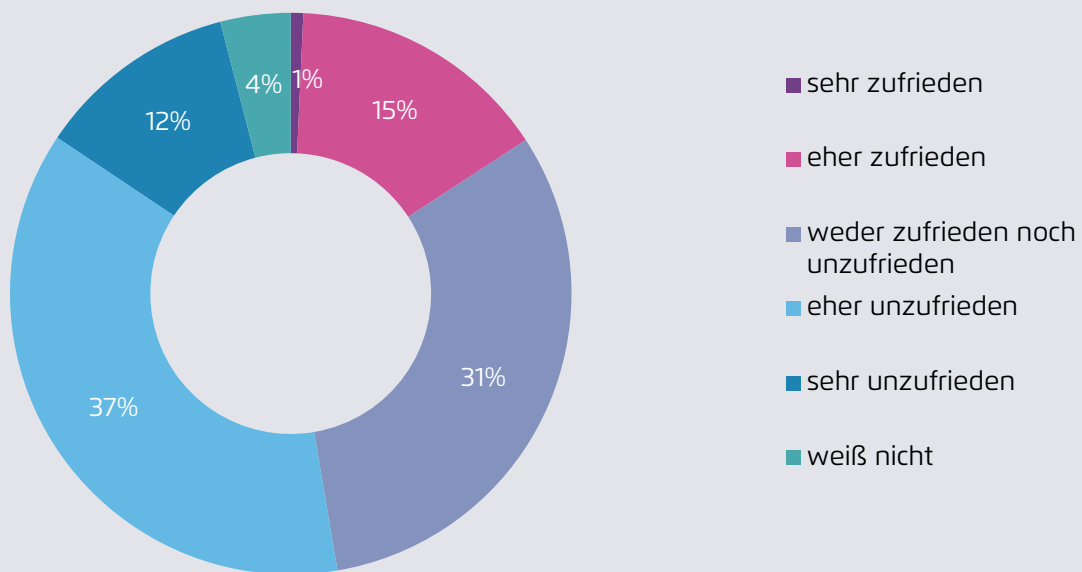
Bei der Frage, wer hauptsächlich die Kosten der Energiewende tragen sollte, sprach sich die Mehrheit der Befragten für eine Kostentragung nach dem Verursacherprinzip aus. 60 Prozent der mehr als 7.000 Befragten gaben an, dass Haushalte und Unternehmen, die für hohe klimaschädliche Emissionen verantwortlich sind, in erster Linie für die Energiewende-Kosten aufkommen sollten. 21 Prozent sahen hierbei den Staat in der Pflicht, wohingegen 15 Prozent es für richtig befanden, dass alle Verbraucher die Energiewende gleichermaßen über Umlagen auf den Strompreis finanzieren.

Die Befragten stimmten überwiegend mit einer Reihe übergeordneter energiepolitischer Ziele überein. So befürworteten mehr als 80 Prozent von ihnen die Ziele, die Energieeffizienz voranzutreiben und die Erneuerbaren Energien weiter auszubauen. Umgekehrt wurden diese Ziele von weniger als 5 Prozent der Bevölkerung abgelehnt. Mehr als 60 Prozent begrüßten den Ausstieg aus der Kernenergie sowie einen Ausstieg aus der Kohle. Der Atomausstieg wurde hierbei deutlicher befürwortet, allerdings auch um 4 Prozentpunkte stärker abgelehnt. Auch die Bevölkerung aus den Braunkohleländern Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt sprach sich mehrheitlich für einen Ausstieg aus der Kohleverstromung aus. Auch beim Ausbau überregionaler Stromnetze gab es mit 63 Prozent eine hohe Zustimmung, während sich 8 Prozent der Bevölkerung gegen einen solchen Ausbau aussprachen.

Mehrheit der Bevölkerung kritisiert die Umsetzung der Energiewende:

Zufriedenheit der Bevölkerung mit der Energiewende-Politik der Bundesregierung

Abbildung 8-2

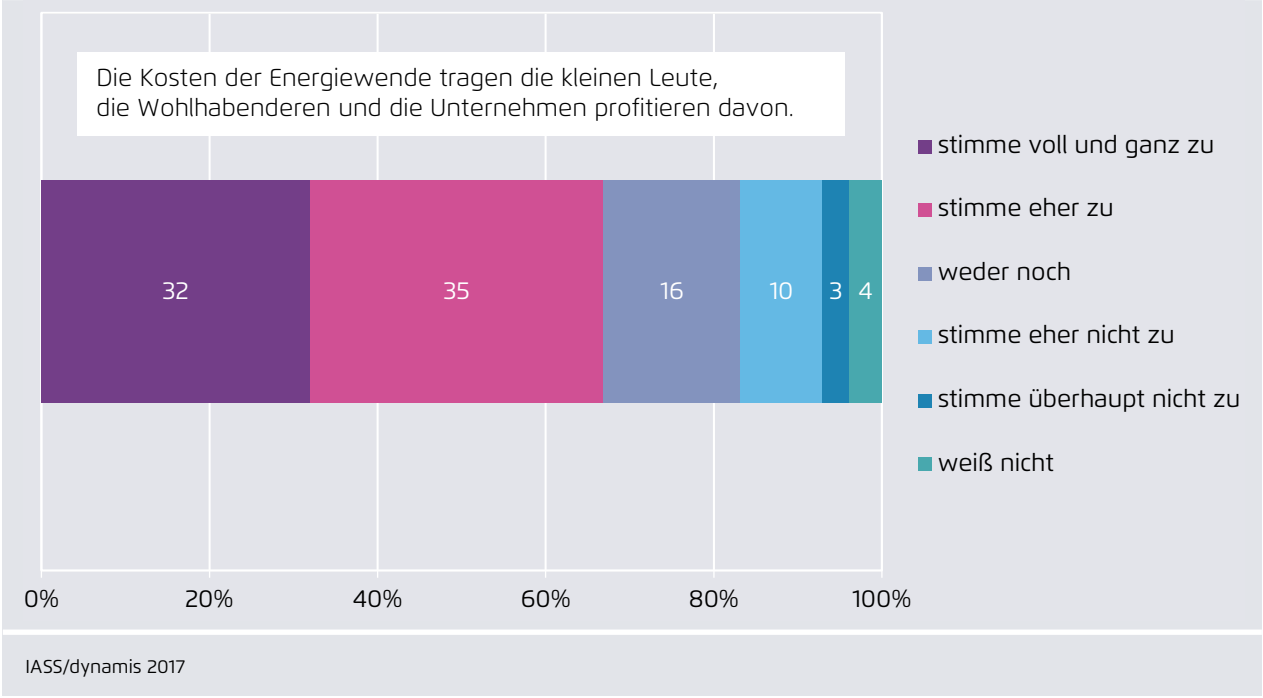


IASS/dynamis 2017



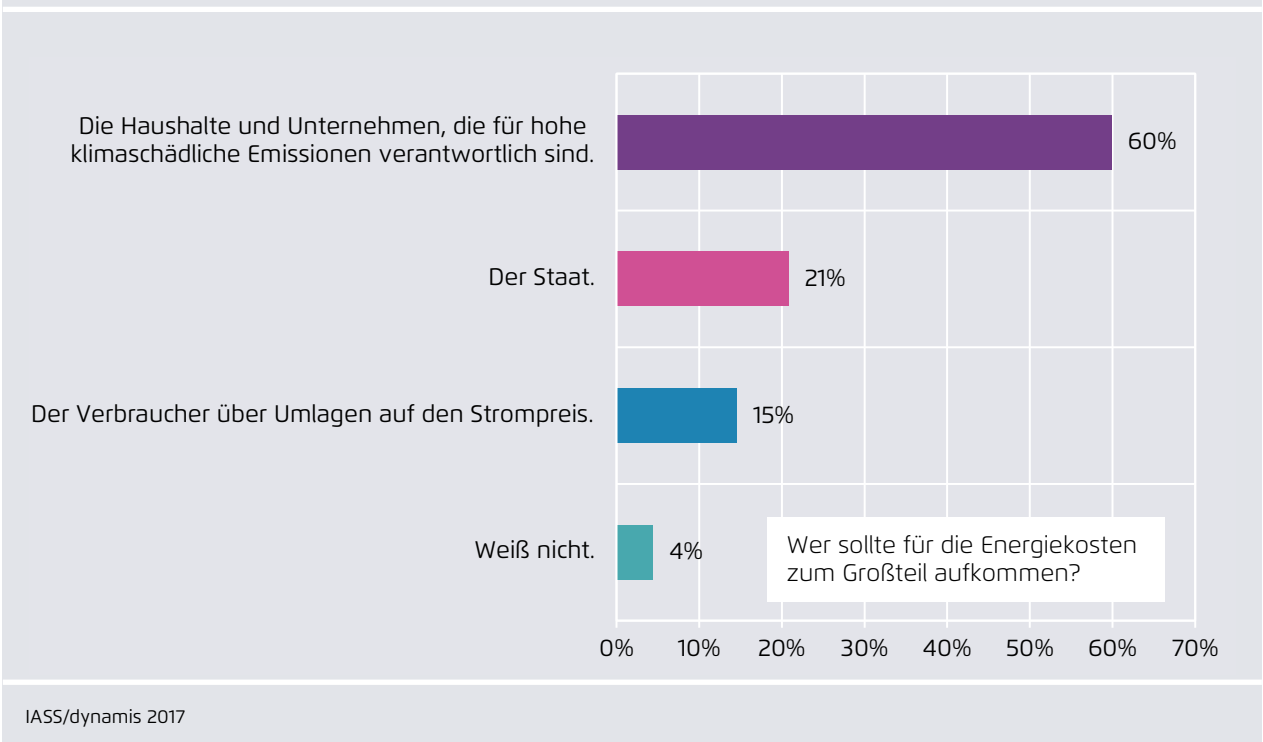
Drei Viertel der Bevölkerung hält die Energiewendekostenverteilung für ungerecht:  
Auswirkungen der Energiewende auf die Kosten des Energiesystems

Abbildung 8-3



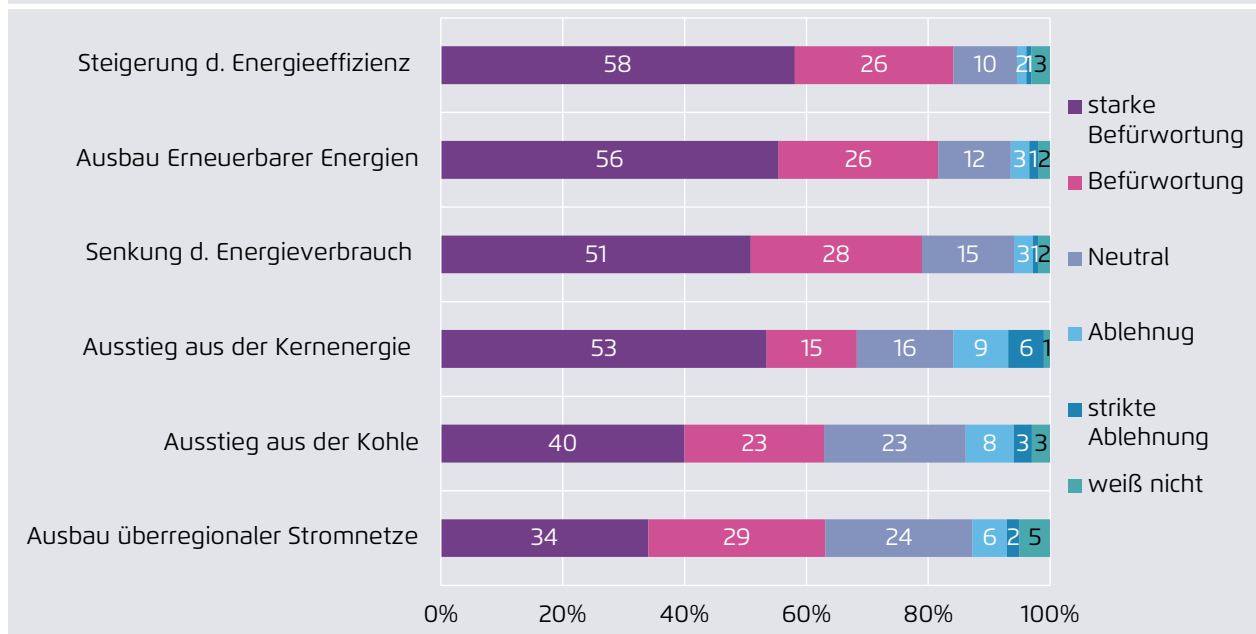
Hohe Zustimmung für das Verursacherprinzip: Präferierte Träger der Energiewendekosten

Abbildung 8-4



Unterstützung für Energieeffizienz, Erneuerbare Energien, Atomausstieg und Kohleausstieg:  
 Übereinstimmung der Bevölkerung mit ausgewählten energiepolitischen Zielen

Abbildung 8-5



IASS/dynamis 2017

## 9 Kennzeichnende Ereignisse zur Charakterisierung des deutschen Stromsystems in 2017

### 9.1 „Kalte Dunkelflaute“ vom 16. bis 25. Januar 2017

Eine der zentralen Herausforderungen für das Stromsystem ist die Gewährleistung von Versorgungssicherheit in Zeiten sehr geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Dies gilt insbesondere in den frühen Abendstunden im Winter, wenn sowohl die Nachfrage nach Strom als auch nach Wärme ihren Tageshöchstpunkt erreicht („kalte Dunkelflaute“).

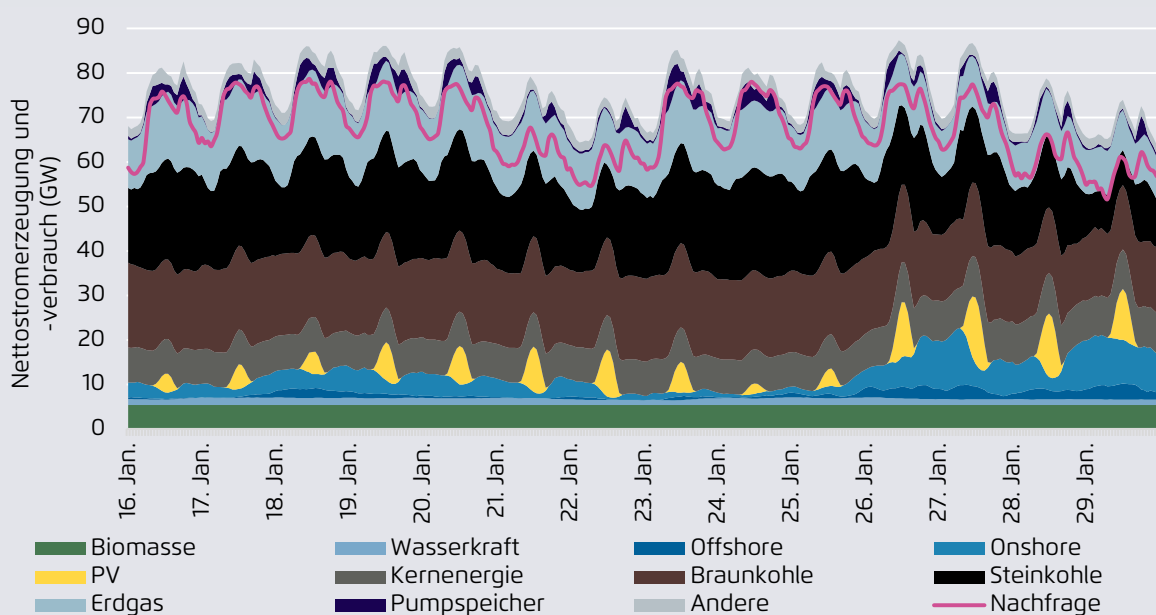
Eine solche Situation ergab sich in den letzten beiden Januarwochen 2017 zwischen dem 16. und dem 25. Januar: Für einen Zeitraum von zehn Tagen lag die maximal ins Netz eingespeiste Leistung aus Erneuerbaren-Energien jeweils um 19 Uhr lediglich zwischen 7,9 und 13,7 Gigawatt, wobei der Großteil hiervon

von Wasserkraft- und Biomassekraftwerken bereitgestellt wurde. Gleichzeitig betrug die nachgefragte Gesamtleistung von Industrie, Gewerbe und Haushalten zu diesen Zeitpunkten zwischen 72,8 und 76,0 Gigawatt (siehe Abbildung 9-1).

Zusätzlich war der Zeitraum geprägt von hohen Stromexportüberschüssen ins Ausland, insbesondere in Richtung Schweiz, Österreich und Frankreich. Während die Exporte in Richtung Süden aufgrund der dortigen sowie der nachgelagerten Märkte (Italien) die Regel darstellen (teurere Öl- und Erdgasanlagen als Grenzkraftwerke im Vergleich zu deutschen Steinkohlekraftwerken), waren die Exporte nach Frankreich aufgrund der Nichtverfügbarkeit einiger Kernkraftwerke im Januar 2017 höher als in den Vorjahren (siehe Abbildung 9-2).

Die „kalte Dunkelflaute“ im Januar 2017: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern 16.–29. Januar 2017

Abbildung 9-1



Somit betrug die gesamte Stromeinspeisung um jeweils 19 Uhr in diesem Zeitraum zwischen 80 und 85 Gigawatt. Diese wurde überwiegend durch konventionelle Kraftwerkskapazitäten gedeckt. Eine Gefahr für die Versorgungssicherheit bestand nicht: Die deutsche Stromversorgung war zu jedem Zeitpunkt gewährleistet.

Aus marktlicher Sicht stellten diese beiden Januarwochen zwar eine über das Gesamtjahr betrachtet besondere, jedoch keine kritische Situation dar. Zwar waren deutlich mehr konventionelle Kraftwerke als üblich im Einsatz, tatsächlich wurde jedoch auch ein relevanter Teil der insgesamt verfügbaren Kapazitäten gar nicht eingesetzt: Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes lag die Nutzung der öffentlichen Kraftwerkskapazitäten (inklusive Reserven) am Mittwoch, den 18. Januar 2017 lediglich bei

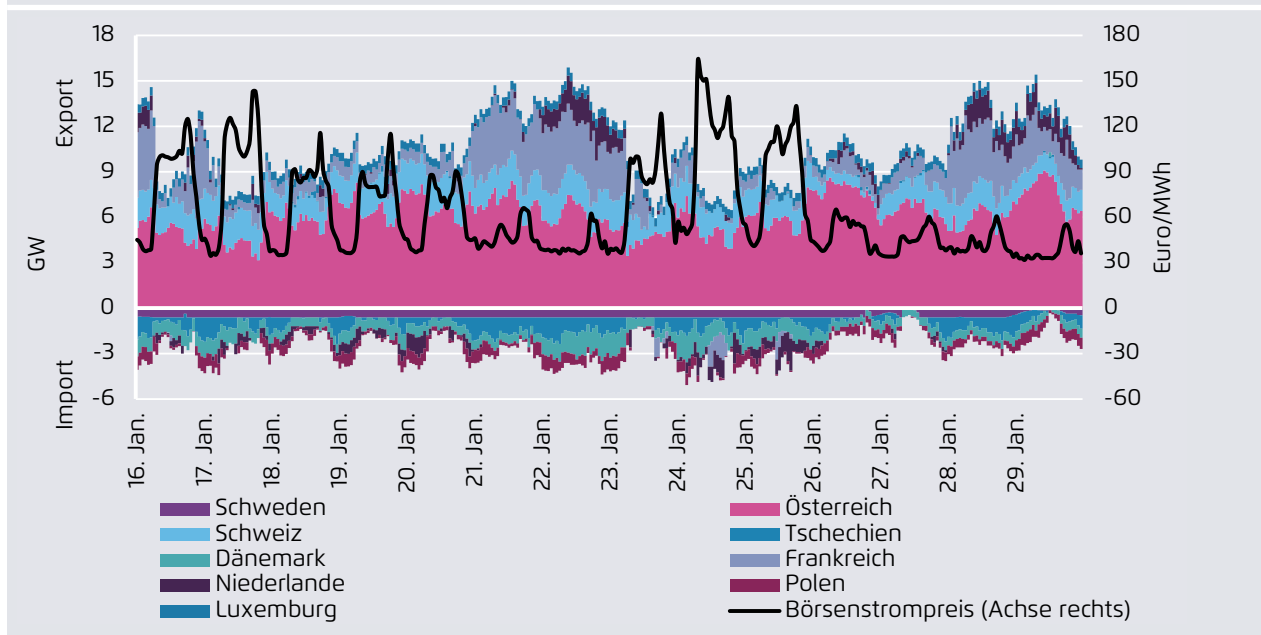
84 Prozent.<sup>12</sup> Auch die Höhe der Börsenstrompreise, die in diesem Zeitraum bei einem Maximum von 164 Euro pro Megawattstunde lag, legt den Schluss nahe, dass zu diesem Zeitpunkt noch keine signifikante Knappheit im Markt herrschte.

Eine herausfordernde Situation war hingegen in Teilen des deutschen Übertragungsnetzes zu verzeichnen: Aufgrund der Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland, die durch die Lieferungen nach Frankreich und Österreich noch verschärft wurden, mussten die Netzbetreiber teilweise umfassende Redispatch-Maßnahmen ergreifen. So wurden insbesondere Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke vor dem Engpass im Norden und im Westen abgeregelt. Im

<sup>12</sup> Destatis 2017: Die Monatsberichte der Elektrizitäts- und Wärmeversorgung des Statistischen Bundesamtes weisen diese Daten lediglich für den dritten Mittwoch des jeweiligen Kalendermonats aus, sodass hier nur eine Punktaussage für den 18. Januar getroffen werden kann. Es ist jedoch plausibel, dass auch an den anderen Tagen im Januar immer mindestens 10 Prozent der öffentlichen Kraftwerkskapazitäten nicht im Einsatz waren.

Die „kalte Dunkelflaute im Januar 2017: Stromhandelsflüsse nach Ländern und Börsenstrompreis 16.–29. Januar 2017

Abbildung 9-2



Gegenzug wurden Steinkohle- und Erdgaskraftwerke in Süddeutschland hochgefahren beziehungsweise als Teil der Netzreserve in Bereitschaft gesetzt.<sup>13</sup> Die teilweise von einzelnen Übertragungsnetzbetreibern geäußerten Warnungen über die hohe Beanspruchung des Übertragungsnetzes in diesem Zeitraum scheinen somit weniger auf die Menge der verfügbaren Kraftwerke, sondern vielmehr auf deren Standorte beziehungsweise die bestehenden Netzengpässe auch bei geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien hinzuweisen.

## 9.2 Sturmtief Herwart vom 28. bis zum 29. Oktober

Extremwetterereignisse sind im Hinblick auf das Stromsystem besonders interessant, da sich anhand dieser Rückschlüsse auf die Flexibilität des Gesamt-

systems ziehen lassen. Im Folgenden wird deshalb das Wochenende vom 28. bis 29. Oktober, und dabei insbesondere der Zeitpunkt der höchsten Erneuerbaren-Energien-Einspeisung, näher analysiert.

Am Sonntag, den 29. Oktober 2017 erzielten die Erneuerbaren Energien um 13 Uhr mit 87,2 Prozent den höchsten, an diesem Wochenende gemessenen Anteil an der Nachfrage:<sup>14</sup>

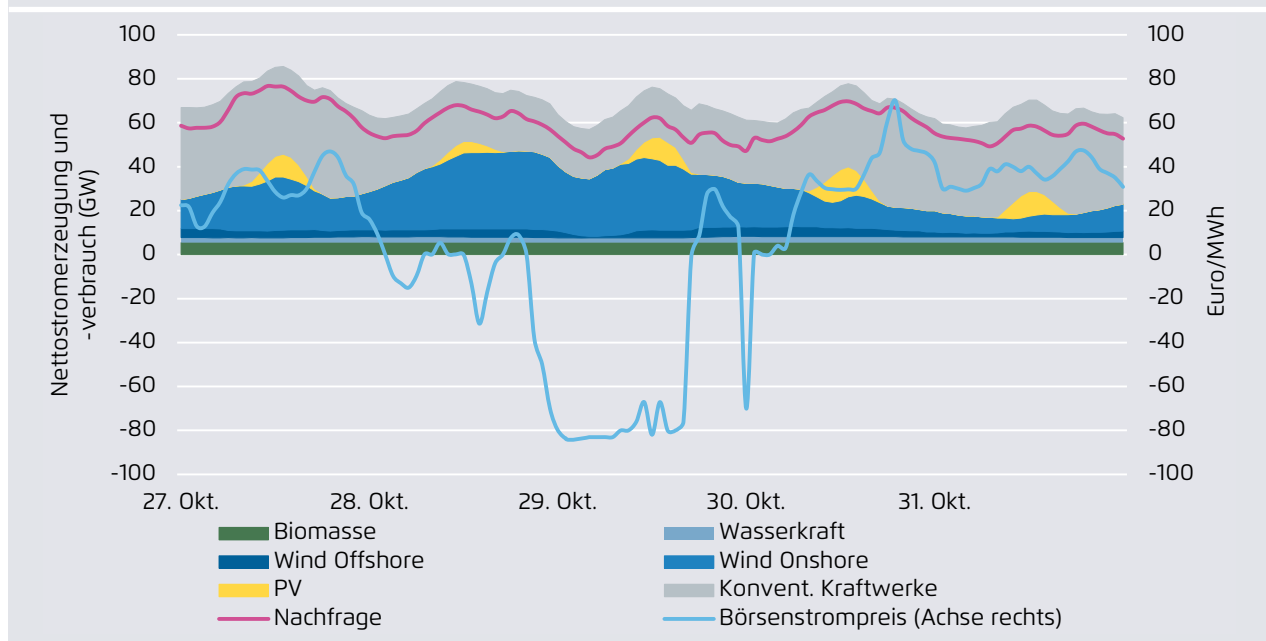
→ Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien war infolge des Sturmtiefs insbesondere geprägt durch eine hohe Erzeugung von Windkraftanlagen. Die maximal aus Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen eingespeiste Leistung erreichte um 13 Uhr einen Wert von 33,1 Gigawatt. Gleichzeitig speisten Solarstromanlagen aufgrund der für

13 Übertragungsnetzbetreiber 2017c

14 Der EE-Anteil von 87,2 Prozent war zwar verhältnismäßig hoch, stellte jedoch nicht den in diesem Jahr gemessenen Rekordwert dar. Dieser lag mit einem Wert von 88,6 Prozent am 30. April 2017 um 15 Uhr.

Das Sturmtief Herwart im Oktober 2017: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern und Börsenstrompreis (Day-Ahead) 27.–31. Oktober 2017

Abbildung 9-3



Agora Energiewende 2017

diesen Monat verhältnismäßig klaren Witterung in der Spitze 10,3 Gigawatt in das deutsche Stromnetz ein. Wasserkraft- (2,1 Gigawatt) und Biomasseanlagen (5,5 Gigawatt) waren zu diesem Zeitpunkt dagegen nur für einen geringen Teil der Erneuerbaren-Energien-Einspeisung verantwortlich (siehe Abbildung 9-3).

- Da es sich um einen Sonntag handelte, lag die Stromnachfrage um 13 Uhr mit 58,5 Gigawatt auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau.
- Die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken wurde zu diesem Zeitpunkt auf rund 22 Gigawatt reduziert. Insbesondere die stromgeführten, fossilen Kraftwerke wurden fast vollständig aus dem Markt gedrängt (Braunkohle: 5,3 Gigawatt; Steinkohle: 1,3 Gigawatt; Erdgas (stromgeführt): 0,7 Gigawatt). Selbst Kernkraftwerke reduzierten ihre Einspeisung um 13 Uhr auf nur noch 5,9 Gigawatt, einige Kernkraftwerke wurden somit im Lastfolgebetrieb gefahren. Mit einer vergleichsweise gleichmäßigen Auslastung liefen hingegen

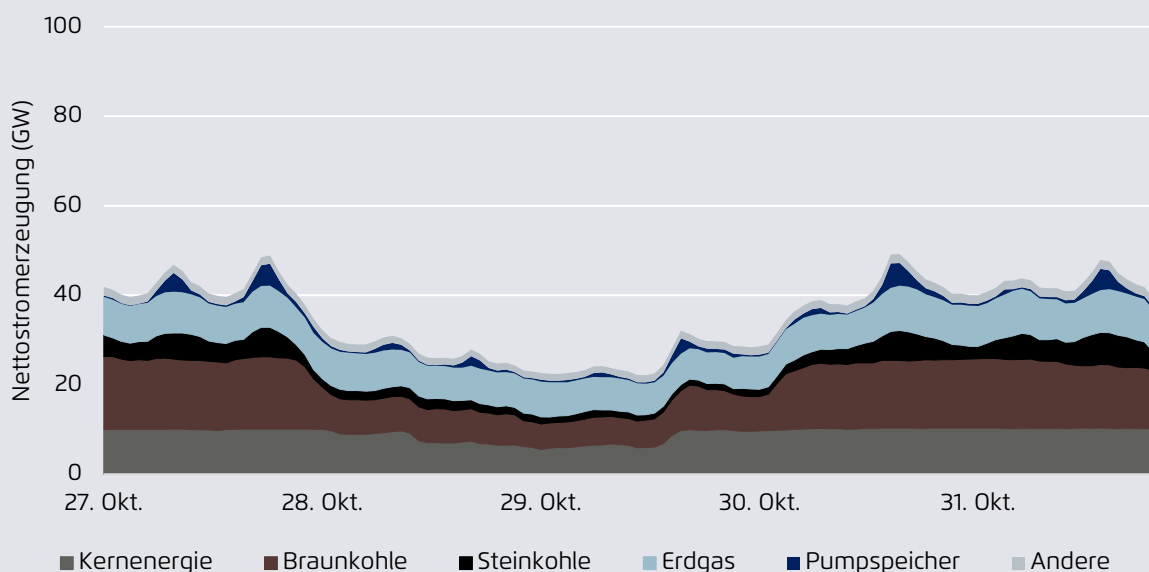
insbesondere Erdgas-KWK-Anlagen (6,2 Gigawatt), da diese in der Regel wärmegeführt betrieben werden und bisher nur wenige Wärmespeicher errichtet wurden (siehe Abbildung 9-4).

- In der Folge sanken die Börsenstrompreise am Day-Ahead-Markt zwischen 2 und 17 Uhr auf minus 83 Euro pro Megawattstunde. Niedriger wurden die Börsenstrompreise nicht, weil es zu diesen Preisen für die Betreiber von Windkraftanlagen attraktiver ist, diese abzuschalten als den Strom an der Börse zu vermarkten und die Marktpremie zu kassieren. Es dürfte daher auch eine erhebliche Menge an Windstrom zu diesem Zeitpunkt abgeregelt worden sein, die genauen Daten hierzu sind jedoch nicht verfügbar.

In Summe zeigt sich, dass der deutsche Strommarkt über ausreichend Flexibilität verfügt, um mit solchen Extremwittersituationen sehr gut zurechtzukommen. Einer der Hauptgründe dafür liegt in der inzwischen höheren technischen und ökonomischen Flexibili-

Das Sturmtief Herwart im Oktober 2017: Nettostromerzeugung konventioneller Energieträger vom 27.-31. Oktober 2017

Abbildung 9-4



tät stromgeführter fossiler Kraftwerke. Neben den umfassenden technischen Flexibilisierungsmaßnahmen in den vergangenen Jahren spielen insbesondere auch die stärkere Nutzung neuer Technologien zur Bereitstellung von Regelleistung und Netzsystemstabilisierungsmaßnahmen (Batteriespeicher, Wechselrichter) eine wesentliche Rolle.

Gleichzeitig wird jedoch deutlich, dass im deutschen Strommarkt noch erhebliche Flexibilitätpotenziale vorhanden sind, die noch nicht abgerufen werden. Insbesondere die weitere Flexibilisierung der Stromnachfrage sowie die flexiblere Stromerzeugung wärmegeführter KWK-Anlagen – insbesondere bei Erdgas – stehen hierbei im Zentrum. Technisch geht es hier um die Nachrüstung von Fernwärmenetzen mit Wärmespeichern, auch in Kombination mit Power-to-Heat-Anlagen.





## 10 Ausblick 2018

### 10.1 Trends im Stromsektor

Basierend auf bisher verfügbaren Daten sind bereits heute einige Trends für den Stromsektor 2018 abzusehen:

- **Energie- und Stromverbrauch:** Aktuelle Konjunkturprognosen gehen für das Jahr 2018 von einem weiterhin starken Wirtschaftswachstum (2,2 bis 2,5 Prozent) aus. In den vergangenen Jahren war die Folge eines entsprechenden Wirtschaftswachstums eine Erhöhung von sowohl Primärenergie- als auch Stromverbrauch, da die Energieeffizienzpolitik von Bund und Ländern bislang nur geringe Wirkung entfaltet. Gerade im Verkehrssektor ist ein weiterer Anstieg des Güterverkehrs und des damit verbundenen Mineralölverbrauchs zu erwarten. Im Jahr 2018 ist insofern bestenfalls mit einem gleich hohen, wahrscheinlich aber steigenden Energie- und Stromverbrauch zu rechnen.
- **Erneuerbare Energien:** Auch im kommenden Jahr ist mit einem kräftigen Zubau im Bereich der Windenergie zu rechnen. Laut einer Analyse der Fachagentur für Windenergie verfügten bis 31. Oktober 2017 Onshore Anlagen mit einer Gesamtkapazität 5,9 Gigawatt über eine Genehmigung, waren jedoch noch nicht in Betrieb.<sup>15</sup> Auch bei Wind Offshore sind für Ende 2018 weitere Inbetriebnahmen in Höhe von 800 Megawatt geplant (Merkur Offshore in der Nordsee sowie Arcona in der Ostsee). Insofern erscheint für das kommende Jahr ein Bruttozubau in Höhe von über 4 Gigawatt (On- und Offshore) realistisch. Auch im Bereich der Solarenergie dürfte sich der Markt weiter erholen, da die Kosten für die Module weiter sinken und der Bau von Eigenverbrauchsanlagen zusehends attraktiver wird. Daher ist bei der Solarenergie ein Zubau von 2 bis 3 Gigawatt im Jahr 2018 – und damit erstmals seit Jahren wieder

auf dem Niveau des geplanten Zubaukorridors – zu erwarten.

- **Konventionelle Kraftwerke:** Nachdem am 31. Dezember 2017 das Atomkraftwerk Gundremmingen B abgeschaltet wurde, sind für das Jahr 2018 keine Stilllegungen von Kernkraftwerken vorgesehen. Bei der Braunkohle werden zum 1. Oktober 2018 insgesamt 1,1 Gigawatt Kraftwerksleistung in die Sicherheitsbereitschaft überführt (Niederaußem E und F; Jänschwalde F). Weiterhin befanden sich mit Stand 1. November 2017 insgesamt 1,8 Gigawatt Kraftwerksleistung auf der Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur, die nicht als systemrelevant eingestuft wurden und damit im kommenden Jahr stillgelegt werden könnten. Dabei handelt es sich um 1,2 Gigawatt Steinkohle-, 500 Megawatt Erdgas- sowie 100 Megawatt Mineralölkraftwerke.<sup>16</sup> Diesen Stilllegungen stehen voraussichtliche Inbetriebnahmen in Höhe von rund 1,7 Gigawatt gegenüber. Diese setzen sich zusammen aus dem Steinkohlekraftwerk Datteln 4 (1,05 Gigawatt) sowie mehreren Erdgaskraftwerken (0,6 Gigawatt).<sup>17</sup> In Summe dürfte der Wettbewerbsdruck auf die Kraftwerksbetreiber somit weiterhin hoch bleiben.

### 10.2 Energiepolitik

Zwar konnten sich die im neuen Bundestag vertretenen Parteien noch nicht auf eine neue Regierungskoalition einigen. Doch sind einige der Schwerpunktthemen für die energiepolitische Debatte im kommenden Jahr bereits absehbar – unabhängig von der neuen Regierungskonstellation:

- **Klimaschutz:** Ohne weitere Maßnahmen wird Deutschland sein Klimaschutzziel für 2020 von

<sup>15</sup> FA Wind 2017

<sup>16</sup> Bundesnetzagentur 2017g

<sup>17</sup> Bundesnetzagentur 2017a

minus 40 Prozent gegenüber 1990 sehr deutlich verfehlen – bei Fortschreiben des Emissionsminderungstrends seit 2000 ist eher mit einer 30-Prozent-Minderung zu rechnen. Da sich sowohl die Jamaika-Sondierungspartner CDU/CSU, FDP und Grüne als auch die SPD zum Klimaschutzziel 2020 bekannt haben, ist davon auszugehen, dass ein Sofortprogramm Klimaschutz 2020 vereinbart wird, um dem 2020-Ziel noch möglichst nahe zu kommen. Hierzu würde die deutliche Reduktion der Kohleverstromung, ein beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie eine zielgerichtete Sofortmaßnahme zum Austausch von Heizungskesseln gehören.

- **Nationaler Energie- und Klimaplan 2030:** Als Teil des neuen EU-Klima- und Energiepakets müssen alle EU-Mitgliedstaaten bis Ende 2018 nationale Energie- und Klimapläne aufstellen und mit ihren Nachbarn konsultieren. So soll gemeinsam ein Erreichen der EU-Klimaziele für 2030 sichergestellt werden. Da die Bundesregierung ohnehin für das Jahr 2018 eine Konkretisierung des Klimaschutzplans 2050 für das Jahr 2030 angekündigt hat, dürfte das Jahr 2018 insofern zusätzlich zum Sofortprogramm Klimaschutz 2020 von einer Debatte über die Sektorziele und die Ausrichtung der Klimapolitik 2030 geprägt sein.
- **Erneuerbare Energien:** Während für 2018 noch ein deutlicher Zubau im Bereich der Windenergie auf Basis des EEG 2014 (das heißt noch aus den Zeiten vor der Einführung der Ausschreibungen) zu erwarten ist, droht dieser im Jahr 2019 drastisch einzubrechen. Grund sind die Windkraft-Ausschreibungen des Jahres 2017, in denen vor allem so genannte Bürgerenergieanlagen zum Zuge kamen. Diese haben eine verlängerte Realisierungsfrist von 4,5 Jahren, sodass sie, zur Ausnutzung sinkender Windanlagenpreise, erst ab Ende 2020 errichtet werden dürften. Ohne Zusatzausschreibungen für Nicht-Bürgerenergie-Anlagen mit kurzer Realisierungsfrist dürfte daher der Wind-Zubau im Jahr 2019 drastisch zurückgehen.
- **Zukunft der Kohle:** Kern der Diskussionen um den Energie- und Klimaplan 2030 wird auch die

Zukunft der Kohle sein, da auch die Klimaziele 2030 ohne eine deutliche Reduktion der Kohleverstromung nicht zu erreichen sind. Hierzu gehört auch die Einsetzung der im Klimaschutzplan 2050 vorgesehenen Strukturwandel-Kommission, um strukturpolitische Maßnahmen für die Braunkohleregionen zu erarbeiten.

- **Gebäudeeffizienz:** Nachdem viele Parteien die steuerliche Förderung der Gebäudesanierung in ihren Forderungskatalog aufgenommen hatten, ist zu erwarten, dass eine entsprechende Maßnahme auch im Koalitionsvertrag verankert sein wird. Unklar ist jedoch, wie attraktiv die Regelung ausgestaltet wird – und damit letzten Endes auch, ob sie eine große Wirkung entfaltet.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Diskussion um die Klima- und Energiepolitik im Jahr 2018 weiter an Schärfe zunehmen wird. Denn während der Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Ausstieg aus der Kernenergie planmäßig voran kommen, ist im Bereich der Energieeffizienz und letztlich der Minderung der Treibhausgas-Emissionen seit mehreren Jahren kein Fortschritt erkennbar. In allen drei Sektoren – Strom, Wärme und Verkehr – ist daher eine kritische Bestandsaufnahme der Erfolge und Misserfolge der letzten 10 Jahre notwendig, um die Klima- und Energiepolitik für 2020 und 2030 neu aufzustellen.

---

## 11 Referenzen

---

**AG Energiebilanzen (2017a):** Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 20.12.2017.

**AG Energiebilanzen (2017b):** Primärenergieverbrauch. Stand: 20.12.2017.

**AG Energiebilanzen (2017c):** Energieverbrauch steigt 2017 leicht an. Kohle verliert / Öl und Gas nehmen zu / Plus bei den Erneuerbaren. Pressemitteilung vom 21.12.2017.

**Agora Energiewende (2017):** Agorameter. Abrufbar unter [www.agora-energiewende.de/agorameter](http://www.agora-energiewende.de/agorameter).

**APX (2018):** Day ahead Prices.

**BAFA (2017a):** Drittlandskohlepreis. Abrufbar unter [www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis\\_node.html](http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html).

**BAFA (2017b):** Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991.

**BAFA (2017c):** Entwicklung Rohöleinfuhr.

**Belpex (2018):** Day ahead Prices.

**Bundesnetzagentur (2017a):** Zu- und Rückbau von Kraftwerken. Abrufbar unter [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste_node.html).

**Bundesnetzagentur (2017b):** EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze.

**Bundesnetzagentur (2017c):** Informationen zum Haushaltskundenpreis für Strom und Gas.

**Bundesnetzagentur (2017d):** Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen 2017. Abrufbar unter [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Ausschreibungen2017\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Ausschreibungen2017_node.html).

**Bundesnetzagentur (2017e):** Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Windenergie-Anlagen an Land 2017. Abrufbar unter [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html).

**Bundesnetzagentur (2017f):** WindSeeG – 1. Ausschreibung für bestehende Projekte nach §26 WindSeeG. Ergebnisse der 1. Ausschreibung vom 01.04.2017. Abrufbar unter [www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017\\_0001bis0999/BK6-17-001/Ergebnisse\\_erste\\_Ausschreibung.pdf?\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-001/Ergebnisse_erste_Ausschreibung.pdf?_blob=publicationFile&v=3).

**Bundesnetzagentur (2017g):** Liste der Kraftwerkstilllegungsanzeigen. Abrufbar unter [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html).

**Bundesbank (2017):** Euro-Referenzkurse der Europäischen Zentralbank – Jahres- und Monatsdurchschnitte. Abrufbar unter [www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Statistiken/Aussenwirtschaft/Devisen\\_Euro\\_Referenzkurs/stat\\_eurefd.pdf?\\_blob=publicationFile](http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Statistiken/Aussenwirtschaft/Devisen_Euro_Referenzkurs/stat_eurefd.pdf?_blob=publicationFile).

**BWE (2017):** Windenergie auf See in Deutschland: Ausbauszahlen im ersten Halbjahr 2017. Offshore-Windenergie: Zwei neue Offshore-Windparks am Netz – Höheres Ausbauvolumen gefordert. Pressemitteilung vom 20.07.2017.

**DEHSt (2017):** Auktionierung. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Periodischer Bericht: November 2017.

**DEHSt (2006):** Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte.

**Destatis (2017a):** Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. Lange Reihen. Abrufbar unter [www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen.html](http://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen.html).

**Destatis (2017b):** Monatsberichte der Elektrizitäts- und Wärmeversorgung.

**DWD (2017a):** Durchschnittliche Anzahl der Sonnenstunden pro Monat in Deutschland von November 2016 bis November 2017. Abrufbar unter [de.statista.com/statistik/daten/studie/5564/umfrage/monatliche-durchschnittstemperatur-in-deutschland/](http://de.statista.com/statistik/daten/studie/5564/umfrage/monatliche-durchschnittstemperatur-in-deutschland/).

**DWD (2017b):** Anzahl der Sonnenstunden in Deutschland nach Bundesländern im Jahr 2016. Abrufbar unter [de.statista.com/statistik/daten/studie/249925/umfrage/sonnenstunden-im-jahr-nach-bundeslaendern/](http://de.statista.com/statistik/daten/studie/249925/umfrage/sonnenstunden-im-jahr-nach-bundeslaendern/).

**ENTSO-E (2018):** Scheduled Commercial Exchanges.

**EPEX SPOT (2018a):** Day ahead Prices.

**EPEX SPOT (2018b):** Intraday Prices.

**EEX (2017):** Future Prices.

**FA Wind (2017):** Ausbausituation der Windenergie an Land im Herbst 2017.

**IWR (2017a):** IWR Windindex. Abrufbar unter [www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html](http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html).

**IWR (2017b):** Offshore Windpark Wikinger liefert ersten Strom. Pressemitteilung vom 29.12.2017.

**Mercato Elettrico (2018):** Day ahead Prices.

**Nordpool (2018):** Day ahead Prices.

**Offshore-Windindustrie (2018):** Windparks in Deutschland. Abrufbar unter [www.offshore-windindustrie.de/windparks/deutschland](http://www.offshore-windindustrie.de/windparks/deutschland).

**Öko-Institut (2017a):** Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.

**Öko-Institut (2017b):** EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

**OMEL (2018):** Day ahead Prices.

**POLPX (2018):** Day ahead Prices.

**PV magazine (2017):** Erneuerbare erreichen dieses Jahr schon die Ziele für 2020 (Pressemitteilung des BDEW vom 20.12.2017).

**Setton, D., Matuschke, I., Renn, O. (2017):** Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse, Potsdam: Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS), 32 p. DOI: [publications.iass-potsdam.de/pubman/faces/viewItemOverviewPage.jsp?itemId=escidoc:2693915](https://publications.iass-potsdam.de/pubman/faces/viewItemOverviewPage.jsp?itemId=escidoc:2693915).

**UBA (2017a):** Entwicklung der energiebedingten Treibhausgas-Emissionen nach Quellgruppen.

**UBA (2017b):** Entwicklung der Kohlendioxid-Emissionen der fossilen Stromerzeugung nach eingesetzten Energieträgern.

**Übertragungsnetzbetreiber (2017a):** Umlagen. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Abrufbar unter [www.netztransparenz.de/](http://www.netztransparenz.de/).

**Übertragungsnetzbetreiber (2017b):** Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEV. Abrufbar unter [www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016\\_Ver-%c3%b6ffentlichung\\_EEG-Umlage\\_2018.pdf](http://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver-%c3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf).

**Übertragungsnetzbetreiber (2017c):** Redispatch. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Abrufbar unter [www.netztransparenz.de/](http://www.netztransparenz.de/).

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

### Charta für eine Energiewende- Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

### Neue Preismodelle für Energie

Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger

### Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen

Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

### Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

### Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

### Eigenversorgung aus Solaranlagen

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

### Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors  
(Lang- und Kurzfassung)

### Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

### Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

### Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017

### Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

### Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

## Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

## Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

## Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

## 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

## AUF ENGLISCH

### FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

### Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

### Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region

### Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

### A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

The Power Market Pentagon

### Eleven Principles for a Consensus on Coal

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

### The Integration Costs of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

**Wie gelingt uns die Energiewende?** Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



**Agora Energiewende**

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

